

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

«На правах рукопису»
УДК _____

«До захисту допущено»
Завідувач кафедри
_____ Олена БОРИЧЕНКО
«__» _____ 20__ р.

Магістерська дисертація

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

освітня програма Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології

на тему: *«Формування енергетичного портфеля України на основі імпортно-експортних операцій у контексті підвищення енергоефективності»*

Виконав: студент II курсу, групи ГН-41мп

Чечун Іван Олександрович

Науковий керівник к.т.н., доц. Находов В.Ф. _____

Нормоконтроль провідний інженер Прокопенко І.Д. _____

Рецензент _____

Засвідчую, що у цій магістерській дисертації немає запозичень з праць інших авторів без відповідних посилань.

Студент _____

Київ - 2025 року

**Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»**

Інститут/факультет Навчально-науковий інститут енергозбереження та енергоменеджменту

Кафедра електропостачання

Рівень вищої освіти - другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Освітня програма «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології»

Завідувач кафедри

_____ Олена БОРИЧЕНКО

«___» _____ 2025 р.

**ЗАВДАННЯ
на магістерську дисертацію студенту
Чечуну Івану Олександровичу**

(прізвище, ім'я, по батькові)

1. Тема дисертації «Формування енергетичного портфеля України на основі імпортно-експортних операцій у контексті підвищення енергоефективності», науковий керівник дисертації к.т.н., доц. Находов В.Ф, затверджені наказом по університету від 03 листопада 2025 р. №4749-с
2. Строк подання студентом дисертації 17 грудня 2025 року
3. Об'єкт дослідження: імпортно-експортні операції на ринку електричної енергії України
4. Предмет дослідження: формування енергетичного портфеля України на основі імпортно-експортних операцій
5. Перелік завдань, які потрібно розробити: 1) проаналізувати історичний розвиток, теоретичні основи та функціональні ролі імпортно-експортних операцій в енергетичній системі України; 2) дослідити нормативно-правову базу та фізичний стан міждержавних електричних перетинів і визначити їх вплив на можливості формування енергетичного портфеля України; 3) систематизувати процес реалізації зовнішньоекономічних операцій з імпортом електричної енергії, включно з умовами договорів, аукціонами на перетин, додатковими витратами, механізмами номінації

прав на перетин та аналізом можливостей і ризиків для учасників ринку; 4) виконати розрахунок доцільності імпортно-експортних операцій на основі фактичних даних про розподіл перетину та комерційний імпорт за третій квартал 2025 року, а також змодельовати енергетичний портфель постачальника з урахуванням різних сценаріїв; 5) розробити концепцію агента (стартапу) на ринку електричної енергії, орієнтованого на роботу з імпортними операціями, та сформувавши покроковий план його реалізації; 6) обґрунтувати економічну ефективність запропонованих підходів і сформулювати рекомендації щодо використання імпортно-експортних операцій для підвищення енергоефективності та стійкості енергетичного портфеля України.

6.Перелік графічного (ілюстративного) матеріалу: 1) структурна схема ролі імпортно-експортних операцій у функціонуванні ринку електричної енергії України; 2) хронологічна шкала ключових етапів розвитку імпортно-експортних перетоків та інтеграції України до енергетичного простору ЄС; 3) діаграми та графіки пропускної спроможності та фактичного завантаження міждержавних електричних перетинів за основними напрямками; 4) графіки та діаграми, що ілюструють результати розрахунку доцільності імпортно-експортних операцій і моделювання енергетичного портфеля постачальника; 5) структурна схема агента (стартапу) на ринку електричної енергії.

7.Орієнтовний перелік публікацій: XI Міжнародній науково-технічній конференції "Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – REMS '25"

8.Консультанти розділів дисертації

Нормоконтроль

Прокопенко І.Д.

9.Дата видачі завдання 01 вересня 2025 року

Календарний план

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Строк виконання етапів МД	Примітка
1	Отримання завдання	01.09.2025	Виконано
2	Аналіз літературних джерел та нормативної бази	14.09.2025 – 06.10.2025	Виконано
3	Визначення ролі імпорتنих-експортних операцій на ринку електричної енергії України	06.10.2025 – 14.10.2025	Виконано
4	Систематизація процесу реалізації зовнішньоекономічних операцій	14.10.2025 – 21.10.2025	Виконано
5	Розрахунок доцільності імпортно-експортних операцій	21.10.2025 – 17.11.2025	Виконано
6.	Створення агента на ринку електричної енергії з імпорتنих операцій	17.11.2025 – 30.11.2025	Виконано
7.	Оформлення основного тексту дисертації	30.11.2025 – 05.12.2025	Виконано
8.	Підготовка реферату, графічного матеріалу та презентації	05.12.2025 – 10.12.2025	Виконано
9.	Передзахист магістерської дисертації	15.12.2025 – 18.12.2025	Виконано
10.	Захист магістерської дисертації	22.12.2025 – 24.12.2025	Виконано

Здобувач

Іван ЧЕЧУН

Науковий керівник дисертації

Володимир НАХОДОВ

РЕФЕРАТ

Структура та обсяг роботи. Магістерська дисертація складається зі вступу, 4 розділів, висновків та додатків. Загальний обсяг роботи - **102** сторінки. У роботі міститься **29** рисунків, **42** таблиці. Список використаних джерел включає **27** найменувань.

Актуальність теми. Український енергетичний сектор одночасно переживає наслідки повномасштабної війни та прискорену інтеграцію до європейського енергетичного простору. Руйнування генерувальних потужностей і мережевої інфраструктури посилюють ризики дефіциту електроенергії, тоді як синхронізація з ENTSO-E та запровадження ринкових механізмів роботи енергосистеми вимагають нових підходів до забезпечення надійності постачання. У цих умовах імпортно-експортні операції перестають бути другорядним інструментом і перетворюються на ключовий елемент оперативного реагування на кризові ситуації та формування збалансованого енергетичного портфеля держави.

Імпорт електроенергії виконує для України критичну функцію покриття дефіциту потужності у періоди пікових навантажень і масованих атак на енергетичну інфраструктуру, дозволяючи мінімізувати відключення споживачів і підтримувати роботу промисловості, транспорту та соціальної сфери. Водночас доступ до міждержавних перетинів реалізується через конкурентні аукціони, що створює для учасників ринку як додаткові можливості, так і суттєві ризики фінансових втрат у разі відсутності системного аналізу витрат, небалансів та цінової динаміки на суміжних ринках.

Метою дослідження є розробити підходи до використання імпортно-експортних операцій для формування енергетичного портфеля України та розробити концепцію агентного стартапу для ефективної роботи на ринку міждержавних перетоків.

Для досягнення поставленої мети в магістерській дисертації були вирішені такі основні завдання:

1. Визначено ролі імпорتنих-експортних операцій на ринку електричної енергії України
2. Систематизовано процес реалізації зовнішньоекономічних операцій
3. Розраховано доцільність імпортно-експортних операцій
4. Створено агента на ринку електричної енергії з імпорتنих операцій

Об'єктом дослідження є імпортно-експортні операції на ринку електричної енергії України

Предметом дослідження є формування енергетичного портфеля України на основі імпортно-експортних операцій

Застосовані наступні **методи дослідження**: аналіз, системний та порівняльний підходи, економіко-статистичні методи, елементи фінансового аналізу, математичне моделювання портфеля операцій та сценарний аналіз.

Наукова новизна полягає у узагальненні ролі імпортно-експортних операцій у формуванні енергетичного портфеля України з урахуванням воєнних та інтеграційних чинників та запропонуванні концепції спеціалізованого агентного стартапу на ринку електроенергії.

Практичним значенням являються отримані результати, що можуть бути використані енергетичними компаніями та трейдерами для оптимізації структури імпортно-експортних операцій, зменшення ризиків та розроблення нового бізнес-напрямку у вигляді агентного сервісу.

Апробація результатів: Основні результати дослідження були представлені на XI Міжнародній науково-технічній конференції "Енергетичний менеджмент: стан та перспективи розвитку – PEMS'25" – "Формування енергетичного портфеля України на основі імпортно-експортних операцій у контексті підвищення енергоефективності»

Ключові слова: ІМПОРТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, ЕКСПОРТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ, МІЖДЕРЖАВНІ ПЕРЕТОКИ, ПРОПУСКНА СПРОМОЖНІСТЬ, АУКЦІОНИ НА ПЕРЕТИН, ЕНЕРГЕТИЧНИЙ ПОРТФЕЛЬ, ENTSO-E, АГЕНТНИЙ СТАРТАП, РИНОК ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ.

ABSTRACT

Structure and scope of the thesis. The Master's thesis consists of an introduction, 4 chapters, conclusions and appendices. The total volume of the thesis is 102 pages. It contains 29 figures and 42 tables. The list of references includes 27 sources.

Relevance of the topic. The relevance of the topic is determined by the fact that the Ukrainian energy sector simultaneously faces the consequences of a full-scale war and accelerated integration into the European energy space. The destruction of generation facilities and network infrastructure increases the risks of electricity shortages, while the synchronisation with ENTSO-E and the introduction of market mechanisms for the operation of the power system require new approaches to ensuring security of supply. Under these conditions, import-export operations cease to be a secondary tool and become a key element of rapid response to crisis situations and of forming the country's balanced energy portfolio.

Aim of the research. The aim of the research is to develop approaches to the use of import-export operations for forming the energy portfolio of Ukraine and to design the concept of an agent start-up for effective operation on the cross-border capacity market.

To achieve the stated aim, the following main tasks were solved in the Master's thesis:

- 1.to define the role of import-export operations on the Ukrainian electricity market;
- 2.to systematise the process of implementing foreign economic operations;
- 3.to calculate the feasibility of import-export operations;
- 4.to develop an agent on the electricity market focused on import operations.

Object of the research: import-export operations on the Ukrainian electricity market.

Subject of the research: formation of the energy portfolio of Ukraine based on import-export operations.

Research methods. The following research methods were applied: analysis, system and comparative approaches, economic and statistical methods, elements of financial analysis, mathematical modelling of the portfolio of operations and scenario analysis.

Scientific novelty. The scientific novelty lies in the generalisation of the role of import-export operations in the formation of the energy portfolio of Ukraine, taking into account war-related and integration factors, and in proposing the concept of a specialised agent start-up on the electricity market.

Practical significance. The practical significance is represented by the results obtained, which can be used by energy companies and traders to optimise the structure of import-export operations, reduce risks and develop a new business line in the form of an agent service.

Approbation of results. The main results of the research were presented at the XI International Scientific and Technical Conference “Energy Management: State and Prospects of Development – PEMS’25” in the report “Formation of the energy portfolio of Ukraine based on import-export operations in the context of improving energy efficiency”.

Keywords: ELECTRICITY IMPORT, ELECTRICITY EXPORT, CROSS-BORDER FLOWS, TRANSMISSION CAPACITY, CROSS-BORDER CAPACITY AUCTIONS, ENERGY PORTFOLIO, ENTSO-E, AGENT START-UP, UKRAINIAN ELECTRICITY MARKET.

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ, УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ, ТЕРМІНІВ

АЕС - атомна електростанція

ВДЕ - відновлювані джерела енергії

ГЕС - гідроелектростанція

ЄС - Європейський Союз

МВт - мегават, одиниця потужності

МВтгод - мегават-година, одиниця вимірювання обсягу електричної енергії

НЕК - національна енергетична компанія

НЕК «Укренерго» - оператор системи передачі України

НКРЕКП - Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

ОЕС - об'єднана енергетична система України

ОСП - оператор системи передачі

ПЗ - програмне забезпечення

РДН - ринок «на добу наперед»

СРСР - Союз Радянських Соціалістичних Республік

ТЕС - теплова електростанція

€/МВтгод - євро за мегават-годину, грошова одиниця вимірювання ціни електричної енергії

API - Application Programming Interface, програмний інтерфейс для автоматизованої взаємодії із зовнішніми системами

BASE - базовий продукт (базове навантаження на ринку електроенергії)

DAM - Day-Ahead Market, сегмент ринку «на добу наперед»

DSM - Demand Side Management, управління попитом на електроенергію

EAP - Electronic Auction Platform, платформа аукціонів з розподілу пропускної спроможності

ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity (Європейська мережа операторів систем передачі електроенергії)

HU - Hungary, Угорщина

ITC - Inter-Transmission System Operator Compensation (механізм компенсації між операторами систем передачі)

ЖАО - Joint Allocation Office, спільний аукціонний офіс ENTSO-E з розподілу міждержавних перетинів

MD - Republic of Moldova, Республіка Молдова

MMS - Market Management System, платформа MMS ринку електричної енергії в Україні

NTC - Net Transfer Capacity, нетто-пропускна спроможність міждержавного перетину

RO - Romania, Румунія

SIDC - Single Intra-Day Coupling, єдина модель внутрішньодобового ринку ЄС

SK - Slovak Republic, Словачька Республіка

UA - Ukraine, Україна

ЗМІСТ

ВСТУП	14
1 ВИЗНАЧЕННЯ РОЛІ ІМПОРТНИХ-ЕКСПОРТНИХ ОПЕРАЦІЙ НА РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ	16
1.1 Імпорт електричної енергії: дослідження теоретичних основ та функціональних значень	16
1.2 Формування історії розвитку імпортно-експортних перетоків в Україні	18
1.3 Огляд нормативно-правової бази імпортно-експортних операцій в Україні	22
1.4 Аналіз фізичного стану міждержавних електричних перетинів України	25
1.5 Дослідження механізмів використання імпорту трейдерами та постачальниками	30
1.6 Формування стратегічних напрямів розвитку імпортно-експортних можливостей України	35
Висновки до розділу 1	38
2 СИСТЕМАТИЗАЦІЯ ПРОЦЕСУ РЕАЛІЗАЦІЇ ЗОВНІШНЬОЕКОНОМІЧНИХ ОПЕРАЦІЙ	40
2.1 Огляд умов зовнішньоекономічних договорів	40
2.2 Деталізація аукціонів на перетин	43
2.3 Формування додаткових витрат	51
2.4 Огляд механізму номінації прав на імпортну електричну енергію	53
2.5 Формування можливостей та ризиків	57
Висновки до розділу 2	61
3 РОЗРАХУНОК ДОЦІЛЬНОСТІ ІМПОРТНО-ЕКСПОРТНИХ ОПЕРАЦІЙ	63
3.1 Аналітика розподілу перетину за 3 квартал 2025 року	63
3.2. Аналітика комерційного імпорту	73
3.3 Моделювання енергетичного портфелю постачальника	86

Висновки до розділу 3	88
4 СТВОРЕННЯ АГЕНТА НА РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ З ІМПОРТНИХ ОПЕРАЦІЙ	90
4.1 Опис ідеї стартапу	90
4.2 Огляд плану стартапа	92
4.3 Обґрунтування економічної доцільності стартапу	93
4.4 Аналіз користі для українського ринку електричної енергії	95
Висновки до розділу 4	97
ВИСНОВКИ	99
ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	100

ВСТУП

Сучасний етап розвитку енергетичного сектору України позначений поєднанням кількох глибоких і водночас взаємопов'язаних викликів. З одного боку, держава переживає наслідки повномасштабної війни, цілеспрямованих ударів по генерувальних об'єктах та мережевій інфраструктурі, дефіциту маневрових і базових потужностей. З іншого боку, Україна взяла курс на інтеграцію до європейського енергетичного простору, гармонізацію правил функціонування ринку електроенергії та підвищення енергоефективності економіки. У такій реальності питання, яким чином формувати збалансований енергетичний портфель держави, перестає бути суто теоретичним і безпосередньо впливає на ціну електроенергії, надійність постачання та конкурентоспроможність промисловості.

Імпортно-експортні операції з електричною енергією ще кілька років тому сприймалися переважно як вузький інструмент для окремих трейдерів або як спосіб монетизувати тимчасовий профіцит генерації. Сьогодні їхня роль істотно змінилася. Імпорт може стати єдиним реальним джерелом покриття дефіциту в пікові години чи в періоди масованих атак на енергосистему, а експорт - джерелом валютних надходжень та підтримки завантаження українських електростанцій. Міждержавні перетоки перетворюються з технічної деталі мережевої конфігурації на повноцінний стратегічний інструмент, який дозволяє поєднувати цілі енергетичної безпеки, економічної ефективності та європейської інтеграції.

Важливо, що імпорт і експорт електроенергії впливають не лише на роботу системного оператора чи великих генерувальних компаній. Вони безпосередньо відчуються кінцевим споживачем – через розмір рахунків, наявність або відсутність відключень, можливість планувати виробничі процеси. Для промислових підприємств імпорт може стати способом знизити ризик примусових обмежень електропостачання, для малого й середнього бізнесу – фактором збереження робочих місць, а для домогосподарств – умовою мінімізації соціальної напруги в опалювальний період. Усе це підкреслює, що дискусія про імпортно-експортні операції давно вийшла за межі вузько професійної і стосується фактично кожного споживача електроенергії. Паралельно поглиблюється інтеграція України до ENTSO-E, розширюється доступна пропускна спроможність міждержавних перетинів, запроваджуються

європейські механізми розподілу потужностей через аукціони добового, місячного та річного горизонту. З'являються складніші інструменти роботи з ринком: торгівля через спільні аукціонні платформи, використання продуктів різних профілів навантаження, опрацювання сценаріїв із урахуванням погодинних цін на ринках «на добу наперед» різних країн. У цих умовах імпортно-експортні операції перестають бути хаотичною реакцією на «пожежні» ситуації та мають перетворюватися на усвідомлений елемент енергетичної стратегії.

Разом з тим можливості, які відкриває зовнішня торгівля електроенергією, несуть у собі й низку ризиків. Нерівномірність доступної пропускної спроможності, волатильність цін на суміжних ринках, регуляторні обмеження в умовах воєнного стану, небезпека надмірної залежності від імпортних поставок змушують по-новому поглянути на питання формування енергетичного портфеля України. Необхідно знайти баланс між використанням імпорту як «страхового клапана» у кризові періоди, збереженням та розвитком власної генерації й поступовим нарощуванням експорту у відносно стабільні періоди.

1 ВИЗНАЧЕННЯ РОЛІ ІМПОРТНИХ-ЕКСПОРТНИХ ОПЕРАЦІЙ НА РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ УКРАЇНИ

1.1 Імпорт електричної енергії: дослідження теоретичних основ та функціональних значень

Імпорт електричної енергії для України в останні роки перетворився на механізм, без якого функціонування енергосистеми в умовах постійних зовнішніх загроз стало б значно більш ризикованим і непередбачуваним. Внутрішня генерація зазнала масштабних втрат, і тому імпорт часто забезпечує не просто баланс між виробництвом і споживанням - він підтримує працездатність ключових елементів держави. У цьому його особливість: імпорт не є «опцією», яку використовують у виняткових ситуаціях, а є складовою частиною повсякденного управління енергетичною системою країни. При цьому його роль не обмежується миттєвим покриттям дефіциту. Імпорт формує ринкові сигнали, змінює поведінку учасників ринку, знижує вартість електроенергії в окремі періоди, а іноді - фактично рятує країну від системних аварій, коли частина генерації виходить з ладу. Цей вимір робить імпорт багатограним інструментом, у якому поєднуються технічні, економічні, безпекові та соціальні функції. Функції імпорту в енергосистемі України зображено на рисунку 1.1.



Рисунок 1.1 - Схема функцій імпорту в енергосистемі України

Якщо перейти до теоретичної основи, то імпорт електроенергії визначають як процес надходження електричної енергії з енергосистеми іншої держави до внутрішньої мережі. У традиційних ринках товарів імпорт

асоціюється зі складськими запасами та логістикою, проте електроенергія діє за зовсім іншими правилами. Вона споживається в момент виробництва, і зберігання у великих масштабах є або неможливим, або надзвичайно дорогим. Саме ця особливість робить імпорт настільки важливим: він забезпечує оперативну гнучкість системи, яку неможливо досягти за допомогою інших інструментів. Інколи кілька сотень мегават імпорту, отриманих у потрібну годину, визначають стабільність роботи всієї країни.

Це особливо відчувається в пікові години. Увечері, коли навантаження різко зростає, або в морозні дні, коли споживання перевищує середній рівень, імпорт здатен компенсувати різницю між потребами та можливостями генерації. І тут немає нічого надзвичайного: система просто використовує доступні інструменти для забезпечення балансу. Але важливо, що імпорт у таких ситуаціях працює швидко, передбачувано і надійно, а це ключовий фактор у кризових періодах.

Водночас імпорт виконує важливу економічну роль. Його присутність на ринку обмежує можливості окремих виробників завищувати ціну під час дефіциту. Якщо трейдери бачать, що на зовнішньому ринку електроенергія доступніша або дешевша, то частину потреб можна покрити імпортом. У результаті внутрішній ринок отримує альтернативу, що автоматично знижує волатильність. Це не означає, що імпорт завжди дешевший. Але сам факт його наявності створює конкуренцію, яка приборкує різкі цінові коливання. На практиці це означає: менше ризиків шоківих стрибків на РДН і балансуєчому ринку, стабільніший тариф для бізнесу і нижчий тиск на економіку в періоди нестабільності [2].

Водночас існує ще один рівень значущості імпорту, який не завжди помітний пересічному споживачу. Йдеться про його безпекову функцію. Пошкодження ТЕС, ГЕС, високовольтних підстанцій і магістральних ліній підвищили залежність системи від зовнішніх поставок, особливо у періоди, коли внутрішня генерація вимушено обмежена. У цьому сенсі імпорт є не просто способом покриття дефіциту. Він - запобіжник від масштабних аварій і механізм збереження енергетичної цілісності. Один додатковий перетік у критичну годину може зберегти роботу лікарень, водоканалів, систем зв'язку та інших об'єктів критичної інфраструктури. Це не теоретичні міркування - це те, що неодноразово відбувалося на практиці.

Суттєво змінився і міжнародний характер імпорту. Після синхронізації об'єднаної енергосистеми України з ENTSO-E імпорт став частиною

функціонування великого європейського ринку. Україна отримала доступ до аукціонів ЈАО, прозорих механізмів розподілу пропускної здатності, нових ринкових правил. Для трейдерів і постачальників це означало зміну логіки роботи: участь у європейських аукціонах, планування закупівель у більш довгих горизонтах, адаптацію до стандартів прозорості та відповідальності. Цей процес все ще триває, але вже зараз імпорт виконує функцію «вторинного інтегратора» - він з'єднує Україну з ЄС не лише технічно, а й комерційно.

Окремим напрямом впливу імпорту є його спроможність стимулювати енергоефективність. Якщо внутрішня генерація дорожча або менш ефективна, ніж імпортована електроенергія, це створює економічну мотивацію для модернізації виробництва. Підприємства переглядають технологічний стан обладнання, оператори систем зменшують втрати, а держава починає активніше інвестувати у проекти підвищення гнучкості та автоматизації. Тобто імпорт, хоч і здається лише інструментом покриття дефіциту, у довгостроковій перспективі підштовхує до якісних змін.

Додатково варто наголосити на соціальному вимірі. Постачальники зобов'язані забезпечувати виконання нормативних вимог щодо недопущення відключень побутових споживачів, а тому у періоди дефіциту вони звертаються до імпорту як до джерела, що дозволяє формувати достатній портфель для виконання зобов'язань. У результаті саме імпорт нерідко стає тією причиною, через яку домогосподарства отримують електроенергію стабільно, навіть у найскладніші періоди.

Таким чином, імпорт електричної енергії - це складний, багаторівневий і багатофункціональний інструмент. Він забезпечує технічну стійкість, ринкову рівновагу, конкурентність, інтеграцію до європейського енергетичного простору, соціальну стабільність та розвиток енергоефективності. У сукупності це робить імпорт невід'ємною частиною формування енергетичного портфеля України й ключовим елементом адаптації енергосистеми до сучасних викликів.

1.2 Формування історії розвитку імпортно-експортних перетоків в Україні

Історія розвитку імпортно-експортних перетоків електричної енергії України нерозривно пов'язана з еволюцією самої Об'єднаної енергетичної системи, зміною геополітичних орієнтирів держави та трансформацією ринку електроенергії від адміністративно-керованої моделі до конкурентного європейського формату. Від етапу, коли міждержавні лінії електропередачі

виконували здебільшого роль елементів єдиної загальносоюзної енергосистеми, до сучасного періоду, коли перетоки розглядаються як стратегічний інструмент формування енергетичного портфеля та підвищення енергоефективності, українська енергетика пройшла кілька принципово різних історичних етапів. Хронологічно головні події під час розвитку зовнішньоекономічних операцій в Українській енергетиці зображено на рисунку 1.2.



Рисунок 1.2 - Хронологічна шкала ключових етапів розвитку зовнішньоекономічних операцій

У радянський період територія сучасної України входила до складу Єдиної енергетичної системи СРСР, де перетоки електроенергії між республіками не мали статусу зовнішньоекономічних операцій, а розглядалися як внутрішньосистемні перерозподіли потужності. Міждержавні лінії 220-750 кВ будувалися переважно з метою підвищення надійності об'єднаної мережі, вирівнювання добових та сезонних графіків навантаження і оптимізації роботи великих теплових та гідровузлів. Українські електростанції, насамперед потужні теплові блоки Донбасу та Придніпров'я, а також Дніпровський каскад ГЕС, забезпечували значну частку генерації в межах загальносоюзної системи,

проте економічна мотивація експорту чи імпорту в сучасному ринковому розумінні тоді фактично була відсутня.

Після проголошення незалежності у 1991 році постала задача інституційного та технічного відокремлення української енергосистеми від колишньої єдиної мережі, з одночасним збереженням можливостей для міждержавних перетоків. У 1990-х роках Україна й надалі підтримувала паралельну роботу з енергосистемами Росії та Білорусі, але поступово почала формувати власну політику у сфері експорту та імпорту електроенергії. Ключовим поворотним моментом стало створення так званого "Бурштинського енергоострова" - відокремленої частини ОЕС України, синхронізованої з європейською енергосистемою UCTE (нині ENTSO-E). Саме цей крок відкрив для України можливість здійснювати комерційні експортні поставки до країн Центральної та Східної Європи на основі європейських технічних стандартів та правил паралельної роботи.

У 2000-х роках український експорт електроенергії став одним із помітних елементів зовнішньоекономічної діяльності паливно-енергетичного комплексу. Через Бурштинський енергоострів здійснювалися поставки до Угорщини, Словаччини, Польщі, Румунії та інших країн регіону, що дозволяло монетизувати надлишки генерації, насамперед вуглеву і частково гідроенергію. У цей період основний акцент робився саме на експорті, тоді як імпорт мав епізодичний та переважно технічний характер. Компанії-експортери укладали довгострокові та середньострокові контракти, використовуючи різницю цін між внутрішнім і європейськими ринками, що фактично стало першим етапом формування енергетичного портфеля України з урахуванням зовнішніх можливостей.

Паралельно з експортною орієнтацією через Бурштинський енергоострів Україна поступово розвивала співпрацю з європейськими енергетичними інституціями. Приєднання до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства та взяті на себе зобов'язання щодо гармонізації ринкових правил і технічних стандартів задали стратегічний вектор на інтеграцію до європейського енергетичного простору. На практиці це означало, що міждержавні перетоки дедалі більше сприймалися не лише як джерело валютних надходжень, а й як інструмент довгострокової інтеграції, підвищення надійності та ефективності функціонування ОЕС України.

Після 2014 року, на тлі анексії Криму та початку збройного конфлікту на сході країни, конфігурація імпортно-експортних перетоків зазнала суттєвих

змін. Політичні та безпекові ризики співпраці з енергосистемами Росії та Білорусі актуалізували курс на зменшення залежності від пострадянського простору та переорієнтацію на європейський напрямок. Імпорт електроенергії з Російської Федерації та Білорусі став предметом гострих дискусій в українському суспільстві й політичному середовищі, а відповідні рішення щодо дозволу чи заборони таких поставок кілька разів змінювалися. Цей період можна охарактеризувати як етап нестабільної й суперечливої імпоротної політики, коли короткострокові цінові вигоди часто конфліктували з міркуваннями енергетичної безпеки.

Запуск нового ринку електричної енергії в 2019 році став ще одним важливим етапом у розвитку імпоротно-експортних перетоків. Перехід до європейської моделі, що базується на конкуренції сегментів ринку "на добу наперед", внутрішньодобового, балансуєного та ринку допоміжних послуг, створив передумови для більш гнучкого використання імпорту як інструменту цінового тиску та підвищення конкуренції. З'явилася можливість регулярного постачання електроенергії з країн ЄС у комерційному режимі, а міждержавні перетоки почали розглядатися як частина портфеля закупівель постачальників та трейдерів, що формують свої позиції з урахуванням різниці цін на різних ринках.

Повномасштабне вторгнення Росії в Україну у 2022 році радикально змінило контекст розвитку імпоротно-експортних перетоків. У перші місяці війни експорт електроенергії був суттєво обмежений, натомість пріоритетом стало збереження цілісності ОЕС України та підтримка її стійкості. У березні 2022 року відбулося аварійне, а згодом постійне синхронне приєднання української енергосистеми до європейської ENTSO-E, що стало історичним кроком, який де-факто закріпив європейський вектор розвитку. Уже влітку того ж року Україна відновила експорт електроенергії до країн ЄС, проте масовані ракетні удари по енергетичній інфраструктурі восени та взимку змусили тимчасово обмежити експорт, а в окремі періоди - активізувати імпорт як інструмент покриття дефіциту потужності та запобігання віяловим відключенням.

У 2023-2024 роках імпоротно-експортні перетоки поступово набувають рис системного інструменту управління енергетичним балансом. Розширення доступних міждержавних перетинів, запровадження ринкових механізмів розподілу пропускної спроможності та поглиблення інтеграції з європейським ринком створюють передумови для того, щоб імпорт і експорт електроенергії

могли цілеспрямовано використовуватися для формування збалансованого енергетичного портфеля України. З одного боку, експорт дозволяє монетизувати надлишкову генерацію й підтримувати завантаження вітчизняних електростанцій, з іншого - імпорту стає страховим механізмом на випадок дефіциту потужності, пікових навантажень чи пошкодження генерувальних об'єктів.

Таким чином, історія розвитку імпортно-експортних перетоків в Україні демонструє поступовий перехід від суто технічної ролі міждержавних ліній у межах закритої централізованої системи до складного інструменту ринкової та геополітичної стратегії. На сучасному етапі міждержавні перетоки розглядаються вже не лише як джерело додаткового доходу чи резерв потужності, а як важливий компонент формування енергетичного портфеля держави, який дозволяє поєднувати інтереси енергетичної безпеки, економічної ефективності та інтеграції в європейський енергетичний простір. Подальший розвиток цих перетоків, зокрема в напрямі розширення торгівлі з ЄС і підвищення гнучкості реагування на дефіцит або профіцит потужності, визначатиме можливості України щодо підвищення власної енергоефективності та стійкості енергосистеми.

1.3 Огляд нормативно-правової бази імпортно-експортних операцій в Україні

Нормативно-правова база імпортно-експортних операцій з електричною енергією в Україні формується як багаторівнева система, що поєднує норми рамкового закону, кодифіковані правила функціонування ринку, технічні кодекси оператора системи передачі та спеціальні урядові акти, ухвалені на період воєнного стану. Саме поєднання цих документів задає правила доступу учасників ринку до міждержавних перетинів, визначає умови купівлі-продажу імпортованої чи експортованої електроенергії на організованих сегментах ринку, а також встановлює особливі режими роботи енергосистеми в умовах дефіциту потужності та загрози відключень споживачів.

Базовим актом, який задає правові засади імпортно-експортних операцій, є Закон України «Про ринок електричної енергії» [1]. У ньому визначено модель функціонування ринку, склад його сегментів, статус та повноваження оператора системи передачі, а також ролі виробників, постачальників, трейдерів і споживачів. Закон прямо передбачає можливість експорту та імпорту електричної енергії, встановлюючи, що такі операції здійснюються на

конкурентних засадах, за умов дотримання технічних параметрів паралельної роботи з енергосистемами суміжних держав і з урахуванням обмежень пропускної спроможності міждержавних перетинів. Саме цей закон делегує НКРЕКП повноваження затверджувати ринкові правила та кодекси, які деталізують порядок доступу до міждержавних перетинів, механізми розподілу пропускної спроможності, структуру договірних відносин і порядок фінансових розрахунків між учасниками ринку, що здійснюють імпорту чи експорт.

Другий рівень нормативного регулювання формують Правила ринку та Правила ринку «на добу наперед» і внутрішньодобового ринку, затверджені постановами НКРЕКП. У цих документах визначено алгоритми здійснення торгів на організованих сегментах, вимоги до реєстрації учасників, порядок подання заявок купівлі-продажу електроенергії, а також процедури формування цін та обсягів купівлі-продажу. Для імпортно-експортних операцій принциповим є те, що Правила ринку деталізують взаємодію між комерційними операціями учасників і фізичними перетоками по міждержавних лініях. Фактично вони регламентують, в який спосіб заявки імпорту чи експорту відображаються у графіках навантаження, як координуються плани перетоків із оператором системи передачі, а також яким чином небаланси, що виникають через відхилення фактичних перетоків від заявлених, підлягають фінансовому врегулюванню на балансуєчому ринку.

Кодекс системи передачі, затверджений НКРЕКП, є центральним технічним документом, що визначає правила планування та здійснення міждержавних перетоків. У ньому закріплено підходи до визначення доступної пропускної спроможності міждержавних ліній, вимоги до погодження графіків імпорту й експорту із суміжними операторами систем передачі, а також порядок диспетчерського управління в режимі реального часу. Кодекс встановлює, які саме дані про плани імпорту та експорту учасники ринку мають надавати оператору системи передачі, у які терміни та в якій формі, і якою є відповідальність за порушення погоджених режимів роботи. Окремий блок його положень стосується управління обмеженнями, коли з міркувань операційної безпеки обсяг доступної пропускної спроможності міждержавного перетину може бути тимчасово зменшено.

Ключову роль у регулюванні права доступу до міждержавних перетинів відіграє Порядок розподілу пропускної спроможності міждержавних перетинів, затверджений постановою НКРЕКП. Цей документ описує, в який спосіб пропускна спроможність міждержавних ліній електропередачі перетворюється

на комерційний продукт - права передачі (cross-border capacity), які можуть набувати українські та іноземні учасники ринку. Порядок визначає види аукціонів (річні, місячні, добові), принципи розподілу спроможності за ціновими заявками, умови участі в аукціонах, розмір та порядок внесення гарантійних внесків, а також механізм повернення невикористаної спроможності за принципами «use-it-or-lose-it» або «use-it-or-sell-it». Фактично саме цей документ регулює право доступу до міждержавного перетину: учасник, який придбав на аукціоні певний обсяг пропускнуої спроможності, отримує можливість фізично реалізувати експорт чи імпорт у відповідному напрямку та періоді, за умови дотримання технічних вимог Кодексу системи передачі.

Для кінцевого споживача нормативне закріплення імпортно-експортних операцій відображається також через Правила роздрібного ринку електричної енергії. Вони встановлюють, у який спосіб постачальник, що формує свій енергетичний портфель із поєднанням внутрішньої покупки та імпорту, має укладати договори зі споживачами, інформувати їх про структуру ціни, а також забезпечувати якість електропостачання і дотримання стандартів надійності незалежно від походження електричної енергії. Таким чином забезпечується правовий зв'язок між операціями на оптовому та роздрібному ринках.

Окремий пласт нормативного регулювання сформовано постановами Кабінету Міністрів України, які встановлюють особливості імпорту електричної енергії в умовах воєнного стану. Положення про особливості імпорту, затверджене урядом спочатку для проходження осінньо-зимового періоду 2022/2023 років, а згодом актуалізоване постановою № 1127 від 27 жовтня 2023 року, деталізує процедуру погодження імпортних операцій, критерії їх доцільності з точки зору безпеки енергосистеми, а також особливі вимоги до розрахунків за імпортовану електроенергію. У цих актах імпорт розглядається як інструмент покриття прогнозованого або фактичного дефіциту потужності, тому уряд встановлює вимоги до координації дій між оператором системи передачі, регулятором та учасниками ринку. Паралельно визначаються гарантії дотримання дисципліни розрахунків та пріоритети використання імпорту в години найбільшого навантаження, що безпосередньо впливає на формування енергетичного портфеля постачальників, орієнтованого на зменшення ризиків відключень.

Особливе значення для стимулювання імпорту як елемента підвищення надійності постачання має постанова Кабінету Міністрів України від 26

листопада 2024 року № 1342, якою внесено зміни до Положення про особливості імпорту електричної енергії в умовах воєнного стану. Цими змінами запроваджено норму, згідно з якою в разі застосування за командою оператора системи передачі заходів примусового обмеження електропостачання оператор системи розподілу не має права застосовувати такі обмеження до непобутових споживачів, у яких у кожній розрахунковій годині обсяг придбаної імпортованої електроенергії становить не менше 60 % загального обсягу споживання. Аналогічний захист поширюється й на споживачів, котрі забезпечують не менше 60 % свого споживання за рахунок власної генерації. До ухвалення цих змін порогове значення становило 80 %, тому зниження до 60 % має виразний економічний сенс: воно розширює коло підприємств, які можуть претендувати на статус пріоритетних з точки зору безперебійного постачання і, відповідно, заохочує бізнес активніше використовувати імпорт як інструмент зниження ризиків простою. Для формування енергетичного портфеля постачальника або великого споживача це означає, що частка імпорту в структурі закупівель може виконувати не лише цінову та балансувальну функцію, а й функцію страхового захисту від примусових відключень, що особливо важливо для критичної інфраструктури та експортоорієнтованих виробництв.

Узагальнюючи, можна відзначити, що чинна нормативно-правова база імпортно-експортних операцій в Україні охоплює як загальні правила функціонування ринку, так і спеціальні процедури доступу до міждержавних перетинів та особливі режими роботи в умовах воєнного стану. Її еволюція демонструє поступовий перехід від фрагментарного регулювання до комплексної системи норм, у межах якої імпорт і експорт електроенергії розглядаються як повноцінні інструменти формування енергетичного портфеля держави, здатні одночасно впливати на цінову конкуренцію, рівень енергетичної безпеки та можливості підвищення енергоефективності кінцевого споживання.

1.4 Аналіз фізичного стану міждержавних електричних перетинів України

Фізичний стан міждержавних електричних перетинів України визначає реальні можливості держави здійснювати імпорт та експорт електроенергії, формувати гнучкий енергетичний портфель і оперативно реагувати на дефіцит потужності в умовах воєнних пошкоджень енергетичної інфраструктури.

Історично конфігурація міждержавних перетинів формувалася в рамках радянської енергосистеми, коли лінії 220-750 кВ будувалися не як інструмент зовнішньої торгівлі, а як елементи єдиної внутрішньої мережі. Після створення «Бурштинського енергоострова» та від'єднання низки міждержавних перетинів, орієнтованих на Росію та Білорусь, українська енергосистема опинилася в ситуації, коли основний фізичний потенціал міждержавних зв'язків зосередився саме на західному напрямку. Ці перетини багато років були технічно обмежені режимами паралельної роботи з ENTSO-E через Бурштинський енергоострів, а решта ОЕС України працювала синхронно з енергосистемою Росії та Білорусі. Аварійна, а згодом постійна синхронізація всієї ОЕС України з континентальною Європою у 2022-2023 рр. істотно змінила зміст і роль міждержавних перетинів: вони з елементів «периферійної» інфраструктури перетворилися на центральний механізм балансування українського енергоринку та джерело підтримки енергосистеми в пікові години. Пропускна спроможність міждержавних перетоків електричної енергії України в розрізі напрямків зображено на рисунку 1.3.



Рисунок 1.3 - Пропускна спроможність імпорту, МВт*год

Напрямок Україна - Угорщина традиційно є одним із найпотужніших та найзавантаженіших. Фізично міждержавний перетин реалізується, зокрема, через високовольтні лінії, пов'язані з Бурштинською ТЕС і підстанцією Мукачеве, які мають напругу 400 кВ і забезпечують зв'язок із угорською енергосистемою. У режимі роботи Бурштинського енергоострова фактична

доступна для торгівлі пропускна спроможність на цьому напрямку довгий час становила приблизно 650 МВт, що дозволяло здійснювати як експорт із «острова», так і, за потреби, імпорт. Після повної синхронізації з ENTSO-E та масштабних ракетних атак на енергосистему України саме угорський напрямок став одним з основних каналів для імпорту електроенергії, особливо у 2024-2025 рр., коли частка поставок із Угорщини в загальному обсязі імпорту регулярно перевищувала третину. Це свідчить про те, що фізичний стан ліній, попри значний знос інфраструктури, залишається задовільним і дозволяє працювати з близькими до граничних обсягами перетоків.

Словаччина є ще одним ключовим партнером України на західному напрямку. Міждержавні перетини реалізуються, зокрема, через лінії 400 кВ у районі підстанції Мукачеве, які пов'язують ОЕС України зі словацькою енергосистемою. За оцінками оператора системи передачі, доступна пропускна спроможність у напрямку Словаччини сягає 400-600 МВт залежно від режиму роботи мережі й обмежень системної безпеки. Після синхронізації з ENTSO-E влітку 2022 року саме на напрямках Угорщина, Румунія та Словаччина стартували перші комерційні потоки обсягом близько 100 МВт, які потім поступово нарощувалися разом із підвищенням загальних лімітів імпорту та експорту. Сьогодні словацький напрямок виконує як транзитну, так і балансувальну функції, дозволяючи перерозподіляти навантаження між Україною та центральноєвропейським енергетичним ринком.

Напрямок Україна - Румунія історично мав менше значення, ніж угорський чи словацький, але його роль стрімко зростає в умовах повномасштабної війни та переорієнтації енергетичних потоків на ЄС. Фізично міждержавні перетини здійснюються по лініях класу напруги 220-400 кВ у південно-західній частині України. Доступна пропускна спроможність на цьому напрямку оцінюється приблизно у 400 МВт, проте фактичні обсяги торгівлі довгий час залишалися нижчими за технічний максимум через необхідність дотримання системних обмежень, пов'язаних із конфігурацією мережі та стійкістю паралельної роботи. Упродовж 2023-2024 рр. оператори систем передачі України й Румунії приділяли особливу увагу розвитку цього напрямку, зокрема шляхом розробки спільних правил аукціонів, що має створити передумови для повнішого використання фізичного потенціалу перетину.

Особливе місце у структурі міждержавних перетинів займає напрямок Україна - Польща. Традиційно зв'язок між енергосистемами двох країн забезпечувався переважно через лінію 220 кВ Добротвір - Замость, доступна

пропускна спроможність якої оцінювалася на рівні близько 200-230 МВт. У перспективі ключову роль має відігравати відновлена високовольтна лінія між Хмельницькою АЕС і польською підстанцією Жешув, проєктна потужність якої потенційно може сягати сотень мегават і навіть до 1 ГВт за умови модернізації обладнання та узгодження режимів роботи. Реалізація проєктів з відновлення й модернізації українсько-польських перетинів активізувалася після 2022 року: у 2023 році було завершено відновлення однієї з міждержавних ліній і проведено серію тестових режимів, що підтвердили можливість безпечної паралельної роботи. Попри воєнні ризики, фізичний стан польського напрямку наразі оцінюється як стратегічно перспективний: наявна інфраструктура, у поєднанні з планами розбудови нових потужностей та участі в європейському механізмі ІТС, створює основу для істотного зростання як експорту, так і імпорту в середньостроковій перспективі.

Напрямок Україна - Молдова має власну специфіку, оскільки українська та молдовська енергосистеми утворюють єдиний контрольний блок у складі синхронної зони ENTSO-E. Це означає, що міждержавні лінії 330 кВ на цьому напрямку розглядаються не лише як канал для комерційної торгівлі, а й як невід'ємний елемент внутрішньої конфігурації об'єднаного блоку. Технічна пропускна спроможність перетину з Молдовою оцінюється на рівні до 700 МВт, причому значна частина цих потужностей історично була прив'язана до роботи Молдавської ГРЕС, що знаходиться на території невизнаного Придністров'я. Після розширення інтеграції з ENTSO-E та зміни режимів роботи станції роль українсько-молдовських ліній як комерційного перетину посилилася, водночас вони зберігають критичне значення для загального балансування напруги та частоти в об'єднаній системі України й Молдови.

Слід чітко розрізняти технічну пропускну спроможність міждержавних ліній та комерційні ліміти, які щомісяця встановлюють оператори систем передачі разом з ENTSO-E для забезпечення операційної безпеки. Після аварійної синхронізації в березні 2022 року початкові ліміти для експорту й імпорту були доволі скромними - комерційний імпорт з ЄС вимірювався сотнями мегават, а сумарний ліміт торгівлі з континентальною Європою не перевищував 700 МВт. Згодом, у міру накопичення позитивного досвіду паралельної роботи та модернізації окремих вузлів, ці ліміти поступово підвищувалися: спочатку до 1,2 ГВт, потім до 1,7 ГВт на імпорт, а з грудня 2024 року - до 2,1 ГВт загальної доступної комерційної пропускної спроможності на напрямку ЄС - Україна/Молдова [9]. Це збільшення не означало появу нових

ліній, однак відображало той факт, що фізичний стан існуючої інфраструктури та її здатність витримувати навантаження визнано задовільними з точки зору європейських критеріїв надійності.

Воєнні пошкодження енергетичної інфраструктури України в 2022-2025 рр. торкнулися насамперед генерації та внутрішніх мереж, проте міждержавні перетини опинилися під опосередкованим ударом через зміну потоків потужності, збільшення навантажень на окремі ділянки та необхідність частого перепланування ремонтів. Обстріли магістральних підстанцій і внутрішніх ліній 330-750 кВ змушували оператора системи передачі в окремі періоди обмежувати доступну для торгівлі пропускну спроможність на західних перетинах, щоб уникнути перевантаження вразливих елементів мережі. Водночас самі міждержавні лінії в більшості випадків залишалися фізично цілісними, а частка інвестицій у 2023-2024 рр. була спрямована саме на зміцнення опор, заміну пошкоджених ізоляторів і модернізацію релейного захисту та автоматики. Це дозволило зберегти надійність міждержавних перетинів як «страхувальної сітки» для української енергосистеми в критичні зимові періоди.

Окремо слід згадати перетини з енергосистемами Російської Федерації та Республіки Білорусь, які до 2022 року відігравали важливу роль у балансуванні ОЕС України. Фізично значна частина цих ліній і сьогодні продовжує існувати, проте вони виведені з паралельної роботи, а імпорту та експорту електроенергії в цих напрямках фактично припинено через політичні та безпекові рішення. Для цілей формування енергетичного портфеля такі перетини в сучасних умовах можуть розглядатися лише як резерв фізичної інфраструктури, що за певних політичних умов у майбутньому теоретично може бути репрофільована або використана для внутрішніх цілей, але наразі не відіграє ролі в реальних імпортно-експортних операціях.

У підсумку, фізичний стан міждержавних електричних перетинів України можна охарактеризувати як напружено-стабільний: з одного боку, інфраструктура зазнає значного навантаження внаслідок воєнних викликів, з іншого - модернізаційні проєкти на ключових напрямках (Угорщина, Словаччина, Румунія, Польща, Молдова) та поступове підвищення комерційних лімітів із боку ENTSO-E свідчать про здатність цих перетинів забезпечувати стратегічну функцію «енергетичного мосту» між Україною та Європейським Союзом. Надалі саме інвестиції в посилення міждержавних ліній, добудову нових інтерконекторів та усунення вузьких місць у внутрішній мережі

визначатимуть, наскільки повно Україна зможе використати свій фізичний потенціал перетоків для формування стійкого та енергоефективного енергетичного портфеля.

1.5 Дослідження механізмів використання імпорту трейдерами та постачальниками

Для трейдерів імпортно-експортні операції з електричною енергією - це насамперед інструмент отримання прибутку за рахунок цінових різниць між ринками. На відміну від постачальників, які орієнтуються переважно на потреби кінцевого споживача, трейдери сприймають електроенергію як біржовий товар, вартість якого формується на різних сегментах ринку залежно від балансу попиту та пропозиції. Якщо ціна на РДН в Україні істотно відрізняється від ціни на РДН у суміжній країні, виникає можливість арбітражу - купити дешевше на одному ринку й продати дорожче на іншому, використавши доступну пропускну спроможність міждержавного перетину.

Ключовим орієнтиром для прийняття рішень трейдером виступає саме ціна на ринку «на добу наперед», оскільки вона є індикативною для більшості подальших операцій [4]. Добове планування перетоків ґрунтується на порівнянні погодинних цінових профілів: трейдер аналізує, у які години різниця між українською та, наприклад, угорською або словацькою ціною РДН є найбільшою, і формує свій портфель заявок таким чином, щоб максимально використати цю різницю. Якщо, умовно, у певну добу середньозважена ціна РДН в Україні становить 70 євро/МВт*год, а в сусідній країні - 110 євро/МВт*год, потенційна валова маржа арбітражу складає близько 40 євро/МВт*год за умови повного використання придбаних прав на перетин.

Саме тому добові аукціони з розподілу пропускнуї спроможності міждержавних перетинів є для трейдерів найбільш привабливими та практично застосовними. Місячні або річні права доступу, хоча й забезпечують довшу горизонталь планування, в українських умовах є суттєво обмеженими за обсягом: частина пропускнуї спроможності зарезервована для технічних потреб, частина - для довгострокових контрактів, а частина - для забезпечення системної безпеки. Крім того, у ситуації високої цінової волатильності й регуляторної невизначеності купівля довгострокових прав на перетин несе для трейдера значно вищі ризики, ніж участь у щоденних конкурентних аукціонах.

У реальній практиці типовий алгоритм дій трейдера виглядає так: спочатку проводиться аналіз прогнозних і фактичних цін на РДН в Україні та

країнах-партнерах, далі оцінюються доступні обсяги добової пропускної спроможності за результатами аукціону, після чого формуються заявки на купівлю або продаж електроенергії на відповідних ринках. Якщо, наприклад, прогноз показує, що в нічні години український РДН буде суттєво дешевшим за угорський, трейдер може спланувати імпорту у зворотному напрямку вдень та експорту у нічні години або навпаки - залежно від конкретної конфігурації цін. Головне завдання - побудувати таку структуру перетоків, яка максимізує сумарну маржу за добу, враховуючи вартість доступу до перетину та можливі небаланси.

Вартість прав на міждержавний перетин є для трейдера окремим важливим фактором економічної доцільності угод. На аукціонах НЕК «Укренерго» ціна за доступ до пропускної спроможності формується за результатами конкурентних торгів: учасники подають заявки з бажаною ціною за МВт потужності на відповідну годину, а переможцями стають ті, хто запропонував найвищу ціну до моменту вичерпання доступного обсягу. Таким чином, у фінальній економічній операції трейдер має враховувати не тільки різницю між цінами РДН двох ринків, а й витрати на придбання прав доступу, комісії бірж, гарантійні внески та потенційні витрати, пов'язані з небалансами.

З огляду на це, ключовим показником, який відстежує професійний трейдер, є не абсолютна різниця між середньодобовими цінами ринків, а так звана чиста арбітражна маржа. Вона розраховується як різниця між виручкою від продажу електроенергії на дорожчому ринку та сумою витрат на її купівлю на дешевшому ринку, витрат на права доступу до міждержавного перетину й операційних витрат. Якщо ця чиста маржа є стабільно позитивною протягом певного періоду, трейдер може збільшувати обсяги торгівлі, тоді як при її скороченні - зменшувати частку імпортно-експортних операцій у своєму портфелі.

Важливо, що для трейдера імпорту і експорту є симетричними інструментами: у залежності від конфігурації цін він може як поставляти електроенергію з України, так і поставляти її в країну. У періоди, коли український ринок є профіцитним, а ціни РДН нижчі за європейські, переважають експортні операції. Коли ж навантаження зростає, частина генерації вибуває через ремонт або обстріли, а європейські ціни тимчасово стають привабливішими, трейдери переходять до імпорту, забезпечуючи додаткову пропозицію на внутрішньому ринку. З точки зору енергетичного портфеля держави це означає, що саме трейдери виконують роль «гнучкого

інтерфейсу» між українським і європейськими ринками, переносючи сигнал відносних цін у вигляді реальних перетоків.

Добові перетини набувають особливої ваги ще й тому, що вони дозволяють трейдерам адаптувати свою стратегію до швидких змін ринкової ситуації. Наприклад, несподіване зростання частки відновлюваної генерації в певний день може різко знизити ціну РДН у країні-партнері, тоді як в Україні ціна залишиться відносно високою через дефіцит маневреної потужності. За наявності доступної добової пропускної спроможності трейдер може оперативно скоригувати свій портфель, збільшивши імпорт із цієї країни саме в ті години, коли різниця цін є максимальною. Місячні ж права в такій ситуації не дають достатньої гнучкості: вони лише забезпечують «загальну рамку», але не дозволяють настільки тонко налаштовувати погодинну структуру перетоків.

Таким чином, з позиції трейдера імпорт і експорт електричної енергії - це насамперед питання економічної доцільності, що визначається різницею між цінами РДН, вартістю доступу до міждержавних перетинів і ризиками небалансів. Добові перетини виступають ключовим інструментом реалізації цієї стратегії, оскільки забезпечують необхідну гнучкість і дозволяють максимально оперативно конвертувати цінові сигнали в комерційні перетоки. У результаті саме діяльність трейдерів, які реагують на різницю цін між ринками, сприяє ефективнішому завантаженню міждержавних перетинів і формуванню більш збалансованого енергетичного портфеля на рівні як окремих компаній, так і всієї держави.

Для постачальників електричної енергії імпорт - це не тільки інструмент чистого арбітражу, скільки засіб підвищення надійності постачання для їхніх клієнтів. На відміну від трейдера, який оцінює угоду виключно крізь призму маржі між купівлею та продажем, постачальник повинен враховувати довгострокові відносини зі споживачем, можливі штрафні санкції за недотримання договірних умов, репутаційні ризики, а також технологічні вимоги виробничих процесів своїх клієнтів. У цьому контексті імпортована електроенергія стає частиною «страхового шару» енергетичного портфеля постачальника, який дозволяє мінімізувати ймовірність відключень навіть у критичних ситуаціях на внутрішньому ринку.

Ключову роль у формуванні такої позиції відіграла постанова Кабінету Міністрів України № 1342 від 26 листопада 2024 року, якою було змінено Положення про особливості імпорту електричної енергії в умовах воєнного стану. Згідно з цими змінами, оператори систем розподілу не мають права

застосовувати графіки примусового обмеження електроспоживання до непобутових споживачів, які у кожній розрахунковій годині забезпечують не менше 60 % свого споживання за рахунок імпортованої електроенергії або власної генерації. Фактично це означає, що імпорт стає інструментом юридично закріпленого пріоритету: споживач, який разом із постачальником формує відповідний енергетичний портфель, отримує додаткові гарантії безперебійного електропостачання.

На практиці постачальник опиняється перед вибором між двома сценаріями. Перший - орієнтуватися виключно на внутрішній ринок і купувати електроенергію на сегментах РДН, ВДР та балансуючого ринку, приймаючи ризик можливих відключень у випадку дефіциту потужності. Другий - включити імпортовану електроенергію до портфеля закупівель у такій частці, щоб ключові промислові клієнти відповідали критерію 60 %. У цьому випадку вартість електроенергії для споживача може бути вищою за «середню» внутрішню ціну, проте виграш у вигляді гарантованої безперервності виробництва часто значно перевищує додаткові витрати на імпорт.

Економічна доцільність переплати за імпорт найкраще проявляється на прикладі підприємств із високою вартістю простою. Якщо годинна зупинка виробництва призводить до втрат продукції на сотні тисяч гривень, псування сировини, штрафів за невиконання контрактів і простою дорогого устаткування, то додаткові 20-30 % до ціни електроенергії можуть виявитися незначними порівняно з потенційними збитками від відключень. У таких умовах постачальник може запропонувати споживачу спеціальний тарифний продукт, у якому вартість кВт*год включає премію за пріоритетність електропостачання, що досягається через закупівлю імпорту в обсязі не менше 60 % споживання в критичні години.

Технічний аспект цього вибору пов'язаний із особливостями технологічних процесів. Багато підприємств мають безперервні цикли виробництва (металургія, хімія, харчова промисловість), де навіть короточасне відключення може викликати аварійні ситуації, пошкодження обладнання, необхідність тривалого «холодного старту» та додаткові витрати на відновлення технологічних режимів. Для таких споживачів стабільність напруги й частоти та відсутність раптових відключень часто важливіші за рівень тарифу. Постачальник, який гарантує мінімізацію ризику застосування графіків відключень через використання імпорту, фактично продає не лише електроенергію, а й технологічну безпеку.

Імпорт стає також важливим інструментом для постачальників, що працюють із об'єктами критичної інфраструктури - лікарнями, водоканалами, транспортними вузлами, дата-центрами. Хоча такі споживачі часто мають власні резервні джерела живлення (дизель-генератори, джерела безперебійного живлення, акумуляторні системи), їх експлуатація пов'язана з високими операційними витратами, екологічними обмеженнями та технологічними ризиками. Якщо за рахунок імпорту постачальник може забезпечити режим, у якому ймовірність переходу на резервні джерела істотно знижується, це дає змогу оптимізувати витрати споживача на паливо, технічне обслуговування та заміну обладнання.

З точки зору договірної роботи, постачальник, який використовує імпорт як страховий механізм, може структурувати контракти з клієнтами таким чином, щоб розділити додаткові витрати і вигоди від підвищеної надійності. Наприклад, у договорі може бути передбачено, що споживач сплачує підвищену ціну лише за ті години, у які фактично використовується імпортована електроенергія, або лише за період дії особливого режиму відключень, встановленого оператором системи передачі. Інший підхід - запровадження фіксованої «премії за безперервність», яка додається до базової ціни й забезпечує постачальнику ресурс для покриття витрат на імпорт у критичні періоди.

Важливо й те, що постанова про невідключення споживачів, які забезпечують 60 % імпорту або власної генерації, стимулює появу комбінованих рішень. Постачальник може пропонувати клієнтам не лише імпортовану електроенергію, а й пакети, що поєднують встановлення локальної генерації (сонячні електростанції, когенераційні установки) з імпортом у пікові години. У такій конфігурації енергетичний портфель споживача стає більш диверсифікованим: частина потреб покривається за рахунок власних потужностей, частина - за рахунок внутрішнього ринку, а критично важливі години резервуються за імпортом.

Є й контраргументи: у періоди, коли дефіцит потужності зменшується, а внутрішні ціни на РДН наближаються до європейських або стають нижчими, надмірна залежність від імпорту може призвести до необґрунтованих переплат. Тому професійний постачальник не фіксує частку імпорту раз і назавжди, а постійно переглядає її, враховуючи як ринкову кон'юнктуру, так і графіки можливих відключень, оприлюднені оператором системи передачі. В ідеалі імпорт використовується як гнучкий інструмент: його частка зростає в періоди

підвищеної загрози відключень та зменшується, коли системна ситуація стабілізується.

Узагальнюючи, можна сказати, що для постачальників імпорту електроенергії - це елемент стратегічного управління ризиками, пов'язаними з надійністю електропостачання. Постанова про невідключення споживачів з часткою імпорту (або власної генерації) не менше 60 % переводить це питання з площини суто економічного вибору в площину правових гарантій. У результаті рішення про те, чи варто «переплатити» за імпортом, приймається з урахуванням повної картини: потенційних виробничих збитків від простоїв, вартості підтримки резервних джерел, технологічних ризиків і можливих штрафів за недотримання контрактних зобов'язань. У багатьох випадках саме такий підхід виявляється більш економічно раціональним, ніж спроби заощадити на тарифі ціною зростання ризику стояти без електропостачання.

1.6 Формування стратегічних напрямів розвитку імпорто-експортних можливостей України

Стратегічний розвиток імпорто-експортних можливостей України розглядається сьогодні не лише як питання зовнішньоекономічної діяльності, а як один із ключових напрямів зміцнення енергетичної безпеки, інтеграції до європейського енергетичного простору та підвищення енергоефективності економіки. Міждержавні перетоки з ЄС і Молдовою фактично перетворюються на інструмент управління ризиками дефіциту потужності, цінової волатильності та наслідків воєнних пошкоджень інфраструктури. Тому стратегічні напрями розвитку в цій сфері мають охоплювати одночасно інфраструктурний, ринковий, регуляторний і технологічний виміри.

Першим і найбільш очевидним пріоритетом є посилення та розширення фізичної інфраструктури міждержавних перетинів. Йдеться як про модернізацію існуючих ліній 220-750 кВ, так і про добудову нових інтерконекторів із країнами ЄС, насамперед Польщею, Румунією, Угорщиною та Словаччиною [6]. Відновлення та подальша модернізація лінії між Хмельницькою АЕС і Польщею, підсилення перетинів у Карпатському регіоні, розбудова інфраструктури в напрямку Румунії та Словаччини - це конкретні проекти, здатні збільшити доступну пропускну спроможність на сотні мегават. У середньостроковій перспективі саме інвестиції в інтерконектори визначатимуть, чи зможе Україна перейти від «обмеженого» імпорту, що покриває дефіцит у

пікові години, до більш глибокої участі в європейському ринку, включно з можливістю масштабного експорту в періоди профіциту генерації.

Однак нарощування міждержавної спроможності не має сенсу без усунення внутрішніх «вузьких місць» у мережі. Тому до стратегічних пріоритетів належать також реконструкція магістральних підстанцій, заміна зношених ліній 330-750 кВ, модернізація релейного захисту й автоматики та розвиток мереж у районах розташування нових потужностей ВДЕ [7]. Це дозволить реально використовувати імпортно-експортний потенціал, а не тримати його «на папері» через внутрішні мережеві обмеження.

Другим стратегічним напрямом є поглиблення ринкової інтеграції з Європейським Союзом, насамперед через участь у механізмах так званого ринкового з'єднання (market coupling). На практиці це означає перехід від окремих двосторонніх аукціонів розподілу пропускної спроможності до повноцінної участі у європейській моделі єдиного ринку «на добу наперед» (Single Day-Ahead Coupling) і внутрішньодобового ринку (SIDC). У такій моделі міждержавна пропускна спроможність перестає бути «виділеним» продуктом, а використовується безперервно в алгоритмах оптимального розподілу потужності між країнами на основі цінових сигналів. Для України це відкриває можливість більш ефективно монетизувати свою гнучку генерацію, а також автоматично отримувати доступ до імпорту в години найвищої цінової привабливості.

Третій напрямок пов'язаний із розвитком довгострокових інструментів хеджування цінових і кількісних ризиків, насамперед двосторонніх контрактів на імпорт та експорт електроенергії. Короткострокові добові операції добре працюють для трейдерів, але недостатньо захищають великих споживачів і постачальників від тривалих періодів високої волатильності. Укладання середньо- та довгострокових контрактів із контрагентами з ЄС, прив'язаних до індикативних цін РДН і з урахуванням вартості доступу до перетинів, дозволить формувати більш стабільний енергетичний портфель. Для України це означає можливість закріпити за собою «коридори» імпорту на критичні періоди та гарантовані маршрути експорту у разі профіциту атомної чи відновлюваної генерації.

Четвертий стратегічний вимір стосується узгодження імпортно-експортної політики з цілями енергоефективності. Імпорт не має замінювати структурні заходи зі зниження споживання та вирівнювання графіків навантаження, але може їх доповнювати. Наприклад, у години нічних

«провалів» попиту Україна може експортувати надлишкову генерацію, зменшуючи необхідність маневрування теплових блоків і підвищуючи загальну ефективність використання палива. У пікові години, навпаки, імпорту дозволяє уникнути запуску найменш ефективних та найдорожчих генераційних потужностей. У поєднанні з механізмами керування попитом (DSM) та динамічними тарифами це дає змогу формувати більш «плоский» графік навантаження, що прямо сприяє підвищенню енергоефективності на рівні всієї системи.

Важливим доповненням є розвиток «зелених» імпортно-експортних потоків, зокрема торгівля електроенергією з відновлюваних джерел і в перспективі - «зеленим» воднем. Україна має значний потенціал ВДЕ, і за умови модернізації мереж та посилення міждержавних перетинів може стати експортером низьковуглецевої електроенергії до ЄС. Паралельно імпорту «чистої» енергії з ЄС у критичні години може сприяти досягненню національних цілей декарбонізації, зменшуючи залежність від вугільної генерації в пікові періоди.

П'ятим стратегічним напрямом є подальша гармонізація регуляторного середовища з європейським енергетичним законодавством. Ідеться не лише про формальне імплементація регламентів і директив ЄС, а й про практичне наближення процедур до європейських стандартів: прозоре та недискримінаційне розподілення пропускної спроможності, чіткі правила доступу до міждержавних перетинів, передбачувана тарифна політика, повноцінний обмін даними в режимі наближеному до реального часу. Для учасників ринку це зменшує регуляторні ризики й стимулює активніше використання імпорту та експорту як елементів їхніх енергетичних портфелів.

Шостий напрям стосується цифровізації управління перетоками й розвитку аналітичних інструментів для прогнозування цін та навантаження. Оператор системи передачі та учасники ринку потребують високоточної прогнозової аналітики, щоб приймати рішення щодо торгівлі на горизонтах від кількох годин до кількох місяців. Використання продвинутих моделей прогнозування цін РДН, машинного навчання для аналізу погодинних профілів споживання та генерації, а також інтегрованих ІТ-платформ для управління портфелем дозволить максимально ефективно використовувати наявну пропускну спроможність перетинів. Стратегії розвитку імпортно-експортних операцій у вигляді схеми зображено на рисунку 1.4.

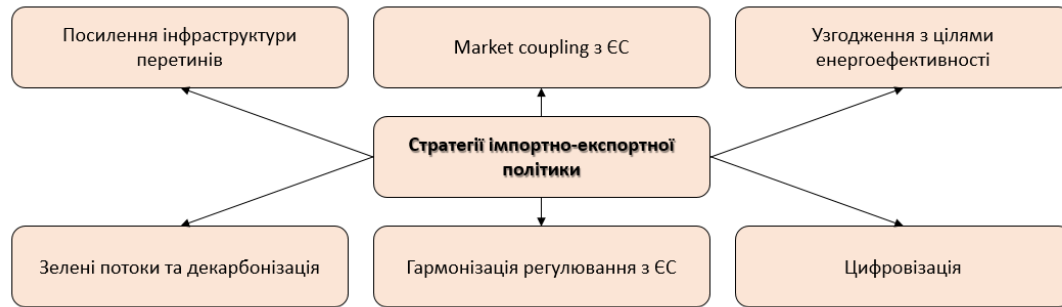


Рисунок 1.4 - Схема стратегій розвитку імпортно-експортної політики

Нарешті, стратегія розвитку імпортно-експортних можливостей України має враховувати довгострокову перспективу повоєнного відновлення та модернізації енергетики. У цій перспективі міждержавні перетини виступають не лише «аварійним» ресурсом, а й фундаментом нової моделі енергетичного портфеля, в якій внутрішня генерація, імпорту, експорту, керування попитом та накопичувачі енергії працюють як єдина інтегрована система. Від того, наскільки послідовною буде політика держави щодо інвестицій в інфраструктуру, ринкову інтеграцію та регуляторну гармонізацію, залежатиме, чи зможе Україна трансформувати нинішню вимушену залежність від імпорту в керований, економічно обґрунтований інструмент підвищення своєї енергетичної стійкості та енергоефективності.

Висновки до розділу 1

1) Показано, що імпортно-експортні операції з електричною енергією перетворилися для України з допоміжного інструменту на один із ключових механізмів підтримання стійкості енергосистеми та формування енергетичного портфеля держави. Розкрито їх багатовимірну роль: від оперативного покриття дефіциту потужності та зменшення ризику системних аварій до впливу на цінові сигнали, конкурентне середовище й поведінку учасників ринку. Історичний аналіз засвідчив поступовий перехід від внутрішньосистемних перетоків у межах єдиної енергосистеми СРСР до повноцінних ринкових операцій у форматі європейської інтеграції після синхронізації з ENTSO-E.

2) Узагальнення нормативно-правової бази дало змогу виокремити багаторівневу систему регулювання, яка поєднує положення Закону України «Про ринок електричної енергії», кодекси та правила ринку, технічні документи оператора системи передачі й спеціальні урядові рішення воєнного періоду. Оцінка фізичного стану міждержавних перетинів показала, що існуюча

інфраструктура створює суттєвий потенціал для нарощування перетоків, але потребує цілеспрямованої модернізації та усунення «вузьких місць». Проаналізовано основні підходи трейдерів і постачальників до використання імпорту, а також сформовано стратегічні напрями подальшого розвитку, які поєднують завдання енергетичної безпеки, економічної ефективності та інтеграції в європейський енергетичний простір.

2 СИСТЕМАТИЗАЦІЯ ПРОЦЕСУ РЕАЛІЗАЦІЇ ЗОВНІШНЬОЕКОНОМІЧНИХ ОПЕРАЦІЙ

2.1 Огляд умов зовнішньоекономічних договорів

На відміну від класичних довгострокових контрактів на фіксований обсяг поставки, які характерні для газового ринку чи частини паливних контрактів, у сегменті електроенергії переважають гнучкі моделі, прив'язані до біржових індикативів. Це зумовлено як високою волатильністю погодинних цін, так і тим, що обсяг доступної пропускної спроможності міждержавних перетинів, якою може скористатися контрагент, визначається результатами аукціонів, насамперед добових.

Формально можливість укладання договорів на фіксовану потужність або фіксований обсяг поставки на місяць чи квартал існує. Такі угоди передбачають, що європейський контрагент зобов'язується щодоби подавати в Україну однаковий або наперед визначений графік експорту (або імпорту), а українська сторона, своєю чергою, гарантує приймання та оплату відповідною ціною. Однак на практиці подібні договори є відносно непоширеними. Причина полягає у структурних обмеженнях місячних аукціонів на пропускну спроможність: обсяг довгострокових прав на перетин є обмеженим, конкуренція за них - високою, а ризики недоотримання необхідних потужностей у конкретні години - суттєвими. Унаслідок цього фіксовані ресурси, закріплені на весь місяць, важко забезпечити технічно й економічно.

У реальних зовнішньоекономічних відносинах домінують договори, орієнтовані на використання добових прав на перетин. Трейдер або постачальник, який планує імпорт в Україну, переважно купує пропускну спроможність на добових аукціонах, а отже, не може наперед гарантувати незмінний обсяг перетоків протягом тривалого періоду [8]. Це відображається і в структурі договорів: замість жорстко зафіксованого обсягу поставки сторони погоджують принципи формування графіка постачання, допустимі діапазони коливань обсягів та механізми коригування заявок залежно від результатів аукціонів.

За таких умов ключовим ідентифікативом ціни практично у всіх зовнішньоекономічних контрактах стає ціна на ринку «на добу наперед» у відповідній парі країн. Для імпортних операцій в Україну базою зазвичай виступає ціна РДН електроенергії в країні-експортері (наприклад, Угорщина, Словаччина, Румунія) або середнє значення між цінами двох ринків, якщо сторони домовляються про симетричний розподіл ризиків. Українська сторона

сприймає цей індикатив як об'єктивне відображення ринкової вартості ресурсу, тоді як європейський контрагент використовує його для хеджування власних ризиків, пов'язаних із купівлею електроенергії на національній біржі.

Типова формула ціноутворення в договорі передбачає прив'язку до погодинної ціни РДН відповідної енергетичної біржі з додаванням надбавки або знижки (premium/discount) та, у деяких випадках, фіксованої маржі. У разі імпорту в Україну сторони можуть домовлятися, наприклад, про те, що ціна для українського покупця дорівнює ціні РДН у країні-експортері плюс певна надбавка, яка покриває витрати контрагента та його винагороду. Завдяки цьому модель ціноутворення залишається прозорою, а зміна кінцевої вартості електроенергії безпосередньо відображає динаміку ринкових цін, а не довільні коригування з боку постачальника.

Приклад формули для постачання імпортової електричної енергії трейдером для іншого учасника ринку:

Ціна електричної енергії, яка підлягає продажу, розраховується за наступною формулою для кожної окремої години купівлі-продажу:

Ціна електричної енергії, яка підлягає продажу, розраховується за наступною формулою для кожної окремої години купівлі-продажу:

$$\frac{((DAM_{sk} + OT + BF + DF + SF + CB_{SK-UA}) * (100\% + ED + CF)) * Curr_{EUR}}{100\% - RT},$$

Де DAM_{SK} - price day ahead market, розраховується окремо для кожної номінованої години як погодинна ціна спотового ринку у Словаччині, яка опублікована на сайті <https://www.okte.sk/>; €/МВт*год;

OT - okte tariff, фіксована плата за організацію купівлі-продажу електроенергії на спотовому ринку Словаччини, що складає - 0,07 €/МВт*год

BF - фіксована плата за врегулювання небалансів - 0,01 €/МВт*год

DF - фіксована плата за додаткові витрати на звітування та брокерські послуги - 0,04 €/МВт*год

SF - Service fee, - винагорода, яка складає 7,0 Євро за 1 МВт*год;

ED - Excise Duty, ставка акцизу при розмитненні, що складає 3,2%;

CF - Custom fee, ставка мита при розмитненні, що складає 2%;

CB_{SK-UA} - ціна транскордонної пропускної потужності кожної окремої номінованої години для напряму Словаччина-Україна, оприлюднюється на сайті <https://www.jao.eu/auctions#/>, Євро за 1 МВт*год;

$Curr_{EUR}$ - курс продажу Євро, що діє на день відпуску (продажу) електричної енергії, та вказаний на сайті <https://bank.gov.ua/ua/markets/exchangerates>

RT - визначена НКРЕКП ставка внеску на регулювання на відповідний період.

Ціна визначається в гривні.

Додатково нараховується ПДВ у розмірі 20 (двадцяти) відсотків.

Не менш важливим елементом є умови оплати. З огляду на те, що імпортна операція пов'язана з двома окремими фінансовими елементами - оплатою за доступ до міждержавного перетину та оплатою за купівлю електроенергії на РДН Європи - зовнішньоекономічні договори практично завжди передбачають передоплату. Найпоширеніша практика - здійснення передоплати на D-2 або навіть раніше, щоб до моменту участі в аукціоні та подання заявок на РДН у європейській країні на рахунку контрагента вже був забезпечений необхідний обсяг коштів.

Зазвичай у договорі прямо зазначається, що український покупець зобов'язаний здійснити оплату не пізніше певного часу (наприклад, до полудня дня D-2), щоб європейський продавець мав можливість своєчасно подати фінансові гарантії біржі, сплатити гарантійні внески за участь в аукціоні пропускну спроможності та сформувати заявки купівлі на РДН. У випадку порушення строків оплати контрагент, як правило, отримує право не подавати заявки на імпорт та/або зменшити обсяг поставки без застосування штрафних санкцій до себе, оскільки ризик неплатежу в такій моделі є критичним.

Умови розрахунків доповнюються положеннями про валюту платежу, порядок конвертації та можливі коливання валютного курсу. Переважна більшість зовнішньоекономічних контрактів на імпорт електроенергії номінується в євро, що відповідає практиці європейського енергетичного ринку. Водночас для української сторони важливим є питання перерахунку ціни у національну валюту при подальшій реалізації ресурсу споживачам, а відтак у договорі можуть бути передбачені спеціальні умови щодо курсових різниць та їх розподілу між сторонами.

Важливо враховувати, що робота на європейському ринку електроенергії пов'язана з додатковими зборами та оперативними витратами. До них належать біржові збори, плата за кліринг, комісії за використання торгових платформ, витрати на банківські гарантії чи депозитні гарантійні внески, а також витрати на послуги балансування й небалансів у разі відхилення фактичних перетоків від заявлених. Умови їх компенсації є предметом окремих переговорів між сторонами.

У частині зовнішньоекономічного договору, присвяченій винагороді європейського контрагента, зазвичай передбачаються два можливі підходи. Перший - детальний перелік усіх видів витрат із окремими ставками (біржові збори, гарантійні внески, банківські комісії, адміністративні витрати тощо), які

додаються до базової ціни РДН. Другий - включення всіх цих витрат до узагальненої «винагороди» або маржі контрагента, що подається як фіксована надбавка до індикативної ціни. У першому випадку покупець отримує максимальну прозорість структури ціни, у другому - спрощується адміністрування та зменшується кількість змінних у розрахунках, але зростають вимоги до довіри між сторонами.

Таким чином, умови зовнішньоекономічних договорів на імпорт електричної енергії в Україну побудовані навколо поєднання гнучкого підходу до обсягів поставки, прив'язки ціни до індикативів РДН у парі країн та жорсткої передоплати на D-2 або раніше. Модель фіксованого ресурсу використовується обмежено, насамперед через дефіцит і непередбачуваність довгострокових прав на перетин. Натомість механізми добових аукціонів ідентифікують зовнішньоторговельні контракти як динамічні інструменти, в яких ціноутворення та графіки поставки постійно адаптуються до поточних умов ринку, а всі додаткові європейські збори й операційні витрати або детально розписуються в договорі, або агрегуються у вигляді винагороди контрагента.

2.2 Деталізація аукціонів на перетин

Аукціони на міждержавний перетин є ключовим механізмом перетворення технічної пропускну здатності міждержавних ліній електропередачі на комерційний ресурс, доступний учасникам ринку. Оператор системи передачі визначає доступну пропускну здатність на певний період (рік, місяць, добу) з урахуванням критеріїв операційної безпеки, а потім виставляє її на торги через спеціалізовані аукціонні платформи. Учасники ринку подають цінові заявки на потужність у відповідному напрямку й часовому інтервалі, а переможцями стають ті, хто запропонував найвищу ціну до моменту вичерпання всього доступного обсягу [13]. Приклад формування результату згідно цього механізму зображено на рисунку 2.1.

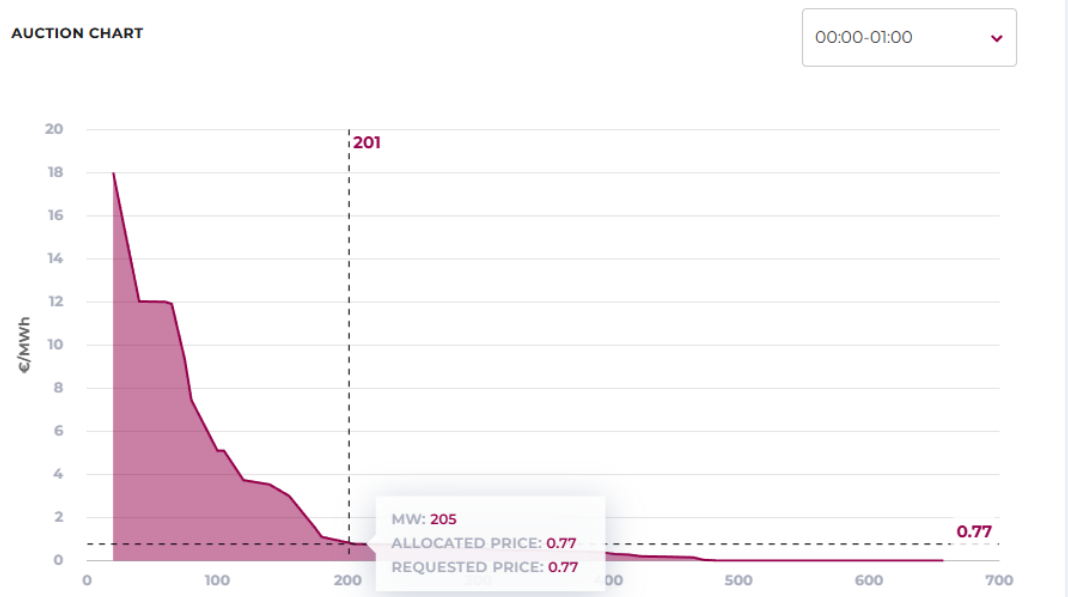


Рисунок 2.1 - Принцип формування ціни на запропоновану пропускну спроможність

Ціна доступу до перетину формуються за принципами конкурентного аукціону: для більшості напрямків застосовується модель «pay-as-bid» або «marginal pricing», коли всі відібрані учасники сплачують або свою запропоновану ціну, або граничну ціну останньої задоволеної заявки [11]. Остаточна вартість міждержавної потужності залежить від попиту на відповідному напрямку: за наявності значної різниці між цінами РДН двох ринків попит на перетин зростає, що веде до підвищення аукціонної ціни. Таким чином, аукціони на перетин виконують дві функції одночасно - розподіляють обмежену пропускну спроможність між учасниками ринку й сигналізують про «цінність» кожного мегавата пропускну спроможності в конкретному напрямку та годині.

Електронна аукціонна платформа ЕАП є національним середовищем де організовуються добові аукціони доступу до міждержавних перетинів. Оператор системи передачі України забезпечує оголошення приймання заявок розподіл та публікацію результатів. На ЕАП використовується прозора процедура із визначеними часовими вікнами для подання заявок та для підбиття підсумків. Учасник подає заявку на годинні продукти наступної доби та після розподілу одержує право користування пропускну спроможністю. Графік проведення добових аукціонів зображено на рисунку 2.2. Результати розподілу добового перетину згідно графіків проведення зображено на рисунку 2.3. На рисунку 2.4 зображено реальний приклад реалізації заявки учасника торгів.

РІЧНІ		МІСЯЧНІ		ДОБОВІ	
Напрямок	День	Дата публікації деталей	Відкриття воріт	Закриття воріт	Дата публікації результатів
Україна → Польща (UA → PL)	05.11.2025	04.11.2025 10:00	04.11.2025 10:15	04.11.2025 11:00	04.11.2025 11:30
Україна → Румунія (UA → RO)	05.11.2025	04.11.2025 10:00	04.11.2025 10:15	04.11.2025 11:00	04.11.2025 11:30
Румунія → Україна (RO → UA)	05.11.2025	04.11.2025 10:00	04.11.2025 10:15	04.11.2025 11:00	04.11.2025 11:30
Україна → Молдова (UA → MD)	05.11.2025	04.11.2025 10:00	04.11.2025 10:15	04.11.2025 11:00	04.11.2025 11:30
Молдова → Україна (MD → UA)	05.11.2025	04.11.2025 10:00	04.11.2025 10:15	04.11.2025 11:00	04.11.2025 11:30

Рисунок 2.2 - Графіки проведення добових аукціонів

РУМУНІЯ → УКРАЇНА (RO → UA)		ВАЛЮТА €	ДАТА ПРОВЕДЕННЯ АУКЦІОНУ 11.09.2025		РЕЗУЛЬТАТИ ОСТАТОЧНІ				
Година	Кошти від РПС (€)	Гранична ціна (€/МВт-год)	Запропонована пропускна спроможність (МВт)	Розподілена пропускна спроможність (МВт)	Д ТРЕЙДІНГ	ЕНЕРГОСТАБ	СПІДЖІ ЕНЕРДЖІ	СІНАПС ЕЛЕКТРИК	УКРГАЗТРЕЙДІНГ
12.09.2025					РПС (МВт)	РПС (МВт)	РПС (МВт)	РПС (МВт)	РПС (МВт)
1	7,02	0,06	117	117	28	64	10	15	0
2	7,02	0,06	117	117	28	64	10	15	0
3	7,02	0,06	117	117	28	64	10	15	0
4	8,70	0,06	145	145	56	64	10	15	0
5	11,15	0,05	223	223	134	64	10	15	0
6	17,25	0,05	345	345	194	96	20	15	0
7	20,05	0,05	401	401	230	96	20	40	0
8	15,05	0,05	301	301	130	96	20	40	0
9	15,20	0,05	304	304	128	96	20	40	0
10	15,80	0,05	316	316	160	96	20	40	0
11	15,80	0,05	316	316	160	96	20	40	0
12	15,80	0,05	316	316	160	96	20	40	0
13	15,80	0,05	316	316	160	96	20	40	0
14	18,60	0,06	310	310	85	120	20	40	0
15	23,28	0,06	388	388	78	120	30	40	0
16	22,74	0,06	379	379	39	120	30	40	0
17	353,08	0,91	388	388	0	150	30	40	0
18	368,80	0,80	461	461	90	96	30	40	0
19	276,60	0,60	461	461	90	106	30	40	0
20	27,66	0,06	461	461	101	150	30	40	0
21	27,66	0,06	461	461	103	118	30	40	0
22	59,01	0,21	282	281	50	0	20	40	0
23	25,62	0,14	183	183	73	25	20	40	0
24	6,95	0,05	139	139	75	64	0	0	0

Рисунок 2.3 - Результати розподілу добового перетину за напрямом RO-UA за 12.09.2025

Заявки

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Година	Об'єм (MВт)	Ціна (€/MВт*г)	Статус заявки	Джерело заявки
1	8	1.00	Задоволена	Звичайні
2	7 (з 8)	1.00	Частково задоволена	Звичайні
3	7 (з 8)	1.00	Частково задоволена	Звичайні
4	6 (з 8)	1.00	Частково задоволена	Звичайні
5	5 (з 8)	1.00	Частково задоволена	Звичайні
6	8	1.00	Задоволена	Звичайні
7	8	5.00	Задоволена	Звичайні
8	8	0.10	Не пройшла по ціні	Звичайні
9	8	0.10	Не пройшла по ціні	Звичайні
10	8	0.10	Не пройшла по ціні	Звичайні
11	8	0.10	Не пройшла по ціні	Звичайні
12	8	0.10	Не пройшла по ціні	Звичайні
13	8	0.10	Не пройшла по ціні	Звичайні
14	8	0.10	Задоволена	Звичайні
15	8	0.10	Задоволена	Звичайні
16	8	0.10	Задоволена	Звичайні
17	8	20.00	Не пройшла по ціні	Звичайні
18	8	30.00	Не пройшла по ціні	Звичайні
19	8	30.00	Не пройшла по ціні	Звичайні
20	8	50.00	Не пройшла по ціні	Звичайні
21	8	70.00	Не пройшла по ціні	Звичайні
22	8	50.00	Не пройшла по ціні	Звичайні
23	8	10.00	Задоволена	Звичайні
24	3	1.00	Задоволена	Звичайні

Рисунок 2.4 - Реалізована заявка на добовий аукціон

Платформа розвивалася поетапно. Спочатку запуск відбувався на профілях де потрібна була швидка операційна готовність. Далі коло напрямків розширювалося залежно від узгоджених рішень операторів та технічної готовності мереж. З кінця дві тисячі двадцять третього року на ЕАП діють регулярні щоденні аукціони за напрямом Румунія Україна. На Польщу та Молдову застосовується національна процедура з огляду на режимність мережі та пріоритети безпеки.

Для України ЕАП важлива як інструмент безперервності. Навіть коли частина кордонів винесена на спільну європейську платформу національна платформа гарантує стабільну доступність аукціонів оперативну публікацію даних і зрозумілу взаємодію для учасників які працюють саме з українськими напрямками. Правила на ЕАП узгоджені з загальними європейськими підходами та з нормами національного ринку.

Спільний європейський аукціонний оператор JAO є централізованою платформою на якій від імені групи європейських операторів системи передачі проводяться аукціони доступу до перетинів. JAO забезпечує уніфікований інтерфейс для учасників, єдині часові рамки, визначені регламенти та централізовані сервіси розрахунків. Розподіл прав на перетин здійснюється за

правилами щоденних аукціонів. Контроль за дотриманням правил здійснюють відповідні оператори системи передачі та національні регулятори.

Інтеграція українських кордонів на спільну платформу відбувалася у кілька кроків. У лютому 2024 року на ЈАО стартували щоденні аукціони за напрямом Україна-Угорщина [12]. У березні 2024 року додано напрям Україна-Словаччина. Ці профілі відтоді працюють у щоденному режимі на спільній платформі, що спростило доступ для європейських учасників і підвищило ліквідність.

Перелік доступних продуктів та часові вікна публікуються у календарях ЈАО. Документи із правилами та довідкові матеріали регулярно оновлюються. Для учасників з України це означає передбачуваність дій і однакові стандарти на рівні Європи. Інтерфейс ЈАО та результати проведення одного з добових аукціонів зображено на рисунку 2.5.

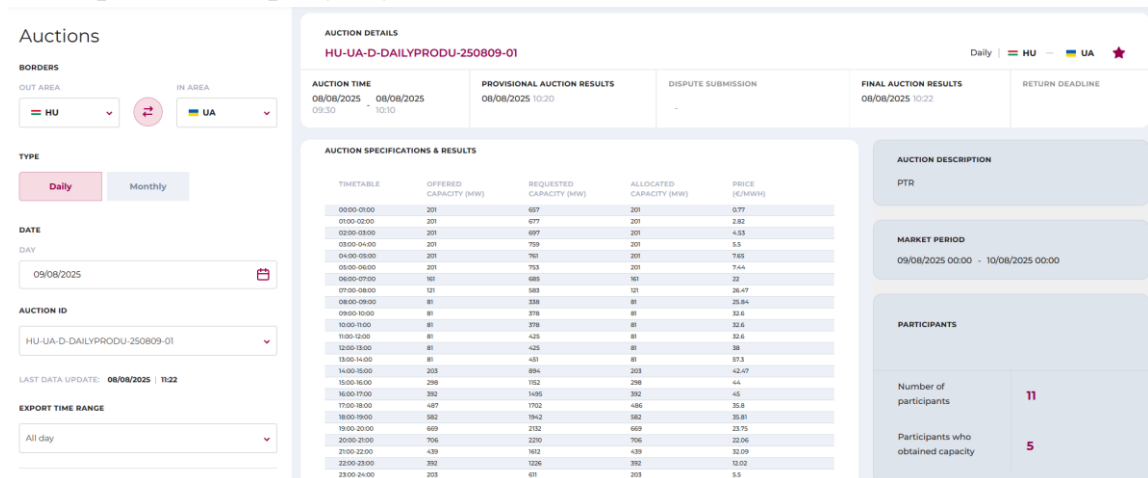


Рисунок 2.5 - Інтерфейс ЈАО з результатами добового аукціону за напрямом HU-UA на 09.08.2025

Контроль і нагляд розподілені між платформами залежно від кордону. На ЕАП організатором виступає оператор системи передачі України. На ЈАО процедура проводиться європейським оператором за дорученням відповідних операторів системи передачі. Обидві платформи дотримуються вимог прозорості та недискримінаційності. Еволюція правил і рамок у 2024 та 2025 роках ішла разом із рішеннями ENTSO-E щодо підвищення сукупного ліміту імпорту до рівня 2,1 ГВт і запровадження щомісячних переглядів доступної спроможності. Це створило умови для збільшення фактичної доступності перетинів. У підсумку для України склалася така конфігурація. На ЈАО проводяться щоденні аукціони для Україна-Угорщина та Україна-Словаччина.

Робота з прогнозами є ключовим елементом підготовки до участі в аукціонах на міждержавний перетин, оскільки економічна доцільність купівлі прав доступу безпосередньо залежить від очікуваної різниці між цінами на ринку «на добу наперед» у країні експорту та в Україні. Фактично учасник, подаючи заявку на аукціон, робить ставку не лише на поточну кон'юнктуру, а й на те, як складуться погодинні ціни РДН у майбутню добу в обох ринкових зонах. Без якісних прогнозів така ставка перетворюється на гру на вмання.

У базовому варіанті стратегія участі в аукціонах ґрунтується на моделюванні очікуваної різниці між цінами РДН у парі ринків. Для кожної години доби учасник будує прогноз ціни на РДН, наприклад, в Угорщині чи Словаччині, та паралельно - прогноз ціни на РДН в ОЕС України. Далі розраховується очікуваний спред: якщо прогнозована ціна на РДН у країні-експортері становить 80 євро/МВт*год, а в Україні - 120 євро/МВт*год, потенційна валова маржа до сплати за перетин - близько 40 євро/МВт*год. На основі такого аналізу визначається максимальна ставка за доступ до перетину, яка ще дозволяє зберегти позитивну чисту маржу за вирахуванням вартості прав на перетин та операційних витрат.

Таблиця 2.1 - Приклад існуючого комерційного прогнозу №1

Forecast DAM RO 16.10	
Time Interval	Price
(CET)	
1	118,8
2	111,58
3	108,95
4	109,6
5	116,58
6	140,99
7	211,93
8	268,05
9	207,17
10	143,08
11	116,36
12	110,89
13	109,97
14	112,02
15	118,71
16	140,59
17	185,25
18	254,72
19	304,14
20	295,7
21	231,59
22	172,17
23	142,02
24	119,43

Таблиця 2.2 - Приклад існуючого комерційного прогнозу №2

Hungary €/MWh																									
		Hour by Hour																							
	Base	H00	H01	H02	H03	H04	H05	H06	H07	H08	H09	H10	H11	H12	H13	H14	H15	H16	H17	H18	H19	H20	H21	H22	H23
07.Nov. Fri	124,14	92,9	91,3	92,3	93,1	94,1	105,3	166,3	177,4	128,3	110,1	95,4	90,5	90,5	94,7	120,9	138,3	198,0	245,5	153,7	149,8	131,9	114,0	105,0	100,2
08.Nov. Sat	112,66	104,0	100,0	98,5	96,8	98,5	100,6	103,0	111,8	111,7	110,7	112,3	108,5	105,9	108,5	108,8	122,0	150,0	138,6	134,4	132,7	125,1	115,4	107,9	98,1
09.Nov. Sun	104,61	96,2	93,2	89,6	88,8	88,3	87,7	96,9	101,9	102,3	101,2	98,4	95,8	94,5	98,8	103,6	115,9	132,2	135,0	136,7	130,2	118,3	107,0	103,1	95,1
10.Nov. Mon	141,81	106,8	105,5	103,0	102,8	106,0	115,2	138,9	209,6	155,2	134,5	124,3	118,2	113,4	119,5	137,0	156,9	198,1	202,9	220,1	206,9	160,9	131,4	122,2	114,0
11.Nov. Tue	136,70	102,6	98,5	96,0	93,6	98,4	114,1	142,4	174,8	148,7	121,0	109,4	101,1	101,2	105,0	124,5	149,9	213,4	210,0	231,7	215,6	167,0	134,2	112,9	114,7
12.Nov. Wed	137,83	101,7	107,8	100,9	99,5	102,0	124,1	147,2	163,5	144,7	110,0	101,3	97,0	94,2	101,3	112,3	138,8	209,3	222,5	241,5	229,6	175,3	138,7	131,4	113,5
13.Nov. Thu	130,12	105,7	110,7	104,1	101,1	109,2	126,6	154,3	152,8	133,1	106,8	93,4	88,4	86,0	96,8	103,0	122,4	191,3	194,5	201,2	192,4	161,1	139,6	129,6	119,1
14.Nov. Fri	129,32	107,2	99,5	96,7	107,7	114,1	124,0	150,9	149,6	136,8	110,5	92,2	87,9	85,9	93,1	103,4	119,0	193,3	203,0	200,8	186,9	163,9	140,5	125,8	111,2
15.Nov. Sat	102,03	96,6	89,0	84,3	75,4	75,2	104,7	114,8	114,1	98,1	78,6	71,6	65,1	60,6	61,7	74,4	96,1	143,3	164,4	162,3	156,6	137,1	122,0	107,2	95,4
16.Nov. Sun	99,64	91,1	84,3	80,4	81,1	81,5	83,5	90,8	100,5	92,6	81,6	72,4	66,5	66,4	70,3	80,8	95,5	132,6	151,1	165,6	157,6	138,4	126,0	107,2	93,6
17.Nov. Mon	133,65	94,3	90,7	88,3	89,9	94,4	107,4	140,5	167,5	145,7	124,4	109,6	103,7	102,4	107,6	116,5	132,0	190,3	214,4	239,2	224,2	175,7	133,1	115,4	100,3

В таблицях 2.1 та 2.2 відображено реальні прогнози на ціну РДН на ринках країн-сусідок. Щоб прогнози були релевантними, необхідно враховувати широкий спектр факторів, які впливають на формування цін РДН. До таких факторів належать: прогноз обсягів споживання електроенергії в кожній країні (добові та тижневі коливання, робочі й вихідні дні, святкові періоди); погодні умови (температура, що впливає на електроопалення та кондиціонування; швидкість вітру й сонячна радіація, що визначають генерацію ВДЕ); доступність різних типів генерації (планові та аварійні ремонти блоків АЕС, ТЕС, ГЕС); ціни на паливо (природний газ, вугілля, нафтопродукти) та квоти на викиди CO₂; стан гідроресурсів; очікувані обсяги імпорту й експорту на інших перетинах; регуляторні обмеження, пов'язані з воєнним станом або надзвичайними ситуаціями в енергосистемі. Кожен із цих чинників може суттєво змінити цінову картину, іноді навіть у межах однієї доби.

Ігнорування хоча б частини зазначених факторів різко підвищує ризик отримання некоректних прогнозів. Наприклад, непрогнозований сплеск генерації ВДЕ в ЄС може «обвалити» ціни на РДН у суміжній країні, зробивши імпорт у певні години значно вигіднішим, ніж очікувалося. В Україні, навпаки, різке зростання споживання в холодний період або вивід із роботи частини маневрової генерації може суттєво підняти ціну РДН. Тому професійні учасники ринку використовують багатофакторні моделі, які дають змогу не лише прогнозувати «середню» ціну, а й оцінювати діапазон можливих відхилень.

Важливою частиною роботи з прогнозами є оцінка ризикованості кожної потенційної угоди. На етапі підготовки до аукціону учасник не може бути впевнений, що фактична різниця між цінами РДН виявиться саме такою, як у прогнозі. Тому він розраховує, при яких сценаріях розвитку подій чиста маржа

залишається позитивною, а при яких - переходить у зону збитку. У практиці використовуються поняття «цільової маржі» та «мінімально прийнятної маржі»: перша відображає бажаний рівень прибутковості, друга - граничний рівень, нижче якого ставка на перетин вважається невиправдано ризиковою. Якщо прогноз показує, що навіть за песимістичним сценарієм різниця цін покриває вартість перетину й залишає хоча б мінімальний запас маржі, учасник може дозволити собі агресивнішу цінову поведінку на аукціоні.

Окремий клас стратегій стосується ситуацій, коли метою купівлі прав на перетин є не стільки максимізація торговельної маржі, скільки виконання умов регуляторних актів щодо невідключення кінцевого споживача. Якщо постачальник обслуговує великий побутовий об'єкт або групу споживачів, для яких критично важливо уникнути відключень, він може ухвалити рішення забезпечити необхідну частку імпорту у своєму портфелі (наприклад, 60 % годинного споживання), навіть якщо в окремих годинах це не виглядає економічно привабливим з точки зору «чистої» маржі. У такому випадку на аукціоні застосовується стратегія гарантованого викупу перетину: учасник свідомо подає дуже високу ставку за принципом «взяти за будь-якої ціни», щоб отримати необхідний обсяг прав на перетин і виконати критерії невідключення, встановлені постановами уряду.

Зрозуміло, що така стратегія різко змінює структуру ризиків. Для її обґрунтування потрібен окремий економічний аналіз, у якому порівнюються додаткові витрати на переплату за перетин і потенційні збитки від простою виробництва в разі відключень: недоотриманий дохід, псування сировини, штрафи за невиконання контрактів, технологічні ризики пошкодження обладнання. Якщо ці збитки у разі перевищують можливу переплату за права на перетин, стратегія гарантованого викупу може бути раціональною, навіть попри те, що у чисто торговельному сенсі операція виглядатиме «дорогою».

Таким чином, робота з прогнозами в контексті аукціонів на перетин включає не лише технічний розрахунок різниць між очікуваними цінами РДН, а й комплексну оцінку факторів, що впливають на ціни, та аналіз ризиків для конкретного портфеля споживачів. У «звичайному» режимі прогнози допомагають оптимізувати маржу й уникати збиткових ставок, а в умовах загрози відключень - обґрунтувати необхідність агресивніших, майже безумовних ставок на придбання перетину заради виконання регуляторних вимог і забезпечення безперервної роботи критично важливих споживачів.

2.3 Формування додаткових витрат

Реалізація імпорتنих операцій з електричною енергією передбачає не лише оплату самого енергетичного ресурсу та прав доступу до міждержавних перетинів, а й низку додаткових витрат, які суттєво впливають на кінцеву економіку угоди. Для учасника ринку важливо враховувати ці витрати не як «другорядні», а як повноцінний елемент собівартості імпортованої електроенергії, оскільки в умовах низької маржинальності електроенергетичного бізнесу саме вони часто визначають, буде операція прибутковою чи збитковою.

Одним із ключових елементів додаткових витрат є акцизний податок на електричну енергію, що становить 3,2%. В Україні електроенергія віднесена до підакцизних товарів, а ставка акцизу встановлена у відсотках до вартості реалізованого ресурсу. Це означає, що імпортер електроенергії зобов'язаний не лише сплатити митну вартість товару та інші податки, а й нарахувати акциз на базу оподаткування, сформовану з урахуванням контрактної ціни. У результаті кожен мегават-година імпортованої електроенергії несе додаткове «податкове навантаження» у вигляді акцизу, яке безпосередньо збільшує її кінцеву собівартість для українського ринку.

Другою важливою складовою є ввізне мито на електричну енергію, що становить 2%. Хоча в окремі періоди законодавство може передбачати пільгові режими або тимчасові звільнення для певних категорій енергетичних товарів, базовий підхід полягає в тому, що електроенергія як товар, який перетинає митний кордон України, оподатковується митом, ставка якого у загальному випадку обчислюється як відсоток від митної вартості імпортованого ресурсу. Для імпортера це означає необхідність закласти в ціну не лише собівартість купівлі на європейському ринку й аукціонну плату за перетин, а й податкові платежі, пов'язані з імпортом, що ще більше звужує потенційну маржу.

Сукупний ефект акцизу та мита особливо відчутний у ситуаціях, коли різниця між цінами РДН на європейському ринку та в Україні невелика. Наприклад, якщо «чистий» ціновий спред між країнами становить 10-15 % від базової ціни, накладання додаткових податкових платежів у кілька відсотків може фактично «з'їсти» більшу частину потенційного прибутку. Саме тому при плануванні імпорتنих операцій трейдери та постачальники оперують не лише поняттям «ринкової маржі» між цінами, а й поняттям «регуляторно-податкової надбавки», яка віднімається від цього спреду й визначає реальний простір для заробітку.

Ще одним блоком додаткових витрат є так зване «страхування» обсягів у балансуючій групі. Споживач або постачальник, який використовує імпортний ресурс для забезпечення своїх зобов'язань, повинен мінімізувати ризик небалансів на ринку. Це досягається або шляхом участі в балансуючій групі з наперед погодженими правилами перерозподілу небалансів, або шляхом закупівлі додаткових резервних обсягів електроенергії, які виконують роль фінансової і технологічної «подушки». У будь-якому випадку мова йде про реальні витрати: внески до балансуючої групи, оплата послуг її адміністратора, придбання резервних обсягів на внутрішньому ринку або утримання власних резервних потужностей.

Ці «страхові» витрати особливо важливі, коли імпортний ресурс використовується для виконання умов регуляторних актів щодо невідключення кінцевого споживача (наприклад, забезпечення мінімальної частки імпорту в годинному балансі споживача). У такій конфігурації постачальник змушений тримати певний запас коштів, щоб за будь-якого розвитку подій виконати критерій безперебійного електропостачання. Якщо ж фактичне споживання або обсяги імпорту відхиляються від планових, виникають небаланси, які покриваються за цінами балансуючого ринку, що можуть бути суттєво вищими за ціни РДН. Відповідно, «страхування» у балансуючій групі стає не опцією, а необхідністю.

Окремий вимір додаткових витрат пов'язаний із ризиком збитковості операцій та необхідністю формування фінансової подушки для забезпечення регулярності платежів. Імпортер електроенергії має виконувати контрактні зобов'язання перед європейським контрагентом, оператором аукціонної платформи, НЕК «Укренерго», адміністратором розрахунків та іншими учасниками, незалежно від того, наскільки своєчасно й повністю оплачують електроенергію кінцеві споживачі в Україні [10]. Це створює потребу у власному резерві обігових коштів, який має покривати можливі затримки платежів, тимчасові збитки через несприятливу ринкову кон'юнктуру та курсові коливання.

У практиці імпортерів електроенергії важливим обмежувальним чинником є також сама структура грошових потоків. Електрична енергія залишається низькомаржинальним продуктом: рівень прибутковості в перерахунку на 1 МВт*год часто є незначним у порівнянні з обсягами необхідних оборотних коштів. Для участі в аукціонах на перетин, торгівлі на РДН і ВДР, виконання вимог щодо фінансових гарантій та страхування

небалансів учасник змушений заморожувати значні суми на рахунках бірж, аукціонних платформ, банків-поручителів і адміністраторів ринку. З точки зору фінансового менеджменту ці кошти фактично «вилучені» з іншої господарської діяльності й не генерують додаткового доходу.

Такий стан справ означає, що вартість імпорتنих операцій потрібно оцінювати з урахуванням альтернативної вартості капіталу. Коли значна частина коштів компанії заблокована у вигляді гарантійних внесків, передоплат і резервів під можливі небаланси, вона не може бути спрямована на інші проекти з вищою рентабельністю. У цьому сенсі навіть формально беззбиткові імпорتنі операції можуть виявитися економічно невигідними, якщо врахувати вартість капіталу та ризики, пов'язані з його замороженням.

Отже, додаткові витрати в структурі імпорتنих операцій - акциз, мито, страхування обсягів у балансуючій групі, формування фінансової подушки та замороження обігових коштів - суттєво звужують простір для прибуткових угод. У результаті стратегія учасника ринку має будуватися не лише на аналізі цінових сигналів та різниць між РДН різних країн, а й на ретельному фінансовому плануванні, оцінці податкового навантаження й управлінні ліквідністю. Лише за таких умов імпорт електроенергії може стати стійким елементом енергетичного портфеля, а не джерелом хронічних касових розривів і ризиків збитковості.

2.4 Огляд механізму номінації прав на імпорتنу електричну енергію

Номінація прав на імпорتنу електричну енергію є ключовою ланкою між результатами аукціону на міждержавний перетин та фактичним виконанням зовнішньоекономічного контракту. Саме на етапі номінації учасник ринку перетворює абстрактне право доступу до пропускної спроможності на конкретний погодинний графік перетоків, який погоджується оператором системи передачі (ОСП) України та суміжної країни. Від того, як організовано цей процес у часовому вимірі, безпосередньо залежать можливості постачальника або трейдера гарантувати імпорт кінцевому споживачу. Графік номінацій фізичного права на передачу зображено на рисунку 2.6.

Етап процесу	Перетин	Час	Примітки
Відкриття воріт для номінації довгострокових прав учасниками розподілення до платформи MMS на день Д	Доброутвір – Замість	14:00 Д-2	
	ХАЕС – Жешув	-	
	UA-MD	14:00 Д-2	
	UA-RO	-	
	UA-SK	-	
	UA-HU	-	
Закриття воріт для номінації довгострокових прав учасниками розподілення до платформи MMS на день Д	Доброутвір – Замість	08:30 Д-1	
	ХАЕС – Жешув	-	
	UA-MD	08:30 Д-1	
	UA-RO	-	
	UA-SK	-	
	UA-HU	-	
Цикл корекції номінованих довгострокових прав у випадку наявності розбіжностей між номінованими ФПП	Доброутвір – Замість	з 08:30 до 09:30 Д-1	
	ХАЕС – Жешув	-	
	UA-MD	з 08:30 Д-1 до 09:30 Д-1	
	UA-RO	-	
	UA-SK	-	
	UA-HU	-	
Коригування аукціонним офісом отриманих довгострокових номінацій ФПП та узгодження між НЕК «Укренерго» та сусідніми ОСПУ у випадку наявності розбіжностей між номінованими довгостроковими ФПП після циклу корекції	Доброутвір – Замість	09:45 Д-1	
	ХАЕС – Жешув	-	
	UA-MD	09:45 Д-1	
	UA-RO	-	
	UA-SK	-	
	UA-HU	-	
Відкриття воріт для номінації добових прав учасниками розподілення до платформи MMS на день Д	Доброутвір – Замість	12:00 Д-1	
	ХАЕС – Жешув	11:30 Д-2	
	UA-MD	12:00 Д-1	
	UA-RO	11:15 Д-1	
	UA-SK	11:55 Д-2	
	UA-HU	11:30 Д-1	

Рисунок 2.6 (Лист 1) - Правила номінації фізичного права на передачу

Закриття воріт для номінацій добових прав від учасників розподілення до платформи MMS на день Д	Добротвір – Замість	14:30 Д-1	
	ХАЕС – Жешув	14:30 Д-2	
	UA-MD	14:15 Д-1	
	UA-RO	15:30 Д-1	
	UA-SK	15:30 Д-1	
	UA-HU	15:30 Д-1	
Цикл корекції номінованих добових прав у випадку наявності розбіжностей між номінованими добовими ФПП	Добротвір – Замість	з 14:30 до 15:00 Д-1	
	ХАЕС – Жешув	з 14:30 Д-2 до 15:30 Д-2	
	UA-MD	з 14:15 Д-1 до 15:15 Д-1	
	UA-RO	з 15:30 Д-1 до 16:30 Д-1	
	UA-SK	з 15:30 Д-1 до 16:30 Д-1	
	UA-HU	з 15:30 Д-1 до 16:30 Д-1	
Коригування аукціонним офісом отриманих номінацій ФПП та узгодження між НЕК «Укренерго» та сусідніми ОСП у випадку наявності розбіжностей між номінованими ФПП після циклу корекції	Добротвір – Замість	з 14:30 до 15:00 Д-1	
	ХАЕС – Жешув	15:45 Д-2	
	UA-MD	15:30 Д-1	
	UA-RO	16:45 Д-1	
	UA-SK	16:45 Д-1	
	UA-HU	16:45 Д-1	
Коригування аукціонним офісом узгоджених номінацій з експорту/імпорту до граничних величин для забезпечення операційної безпеки та відправлення повідомлення учасникам ринку України та ОСП суміжної країни нових значень ФПП*.	Добротвір – Замість	до 16:45 Д-1	
	ХАЕС – Жешув		
	UA-MD		
	UA-RO		
	UA-SK		
	UA-HU		
Внесення аукціонним офісом узгоджених номінацій до платформи MMS на день Д*.	Добротвір – Замість	16:45 Д-1	
	ХАЕС – Жешув		
	UA-MD		
	UA-RO		
	UA-SK		
	UA-HU		

Рисунок 2.6 (Лист 2) - Правила номінації фізичного права на передачу

Для українського ринку встановлено, що графіки номінації контрагентам (тобто погодинні плани поставки імпортової електроенергії кінцевим

споживачам або постачальникам) мають бути узгоджені й подані до 10:00 дня D-1. На практиці ж більшість комерційних рішень щодо завтрашнього імпорту приймаються ще ввечері дня D-2, коли постачальник формує свої портфелі та обговорює з клієнтами орієнтовні обсяги та цінові умови. Це означає, що з точки зору договірних зобов'язань імпортерний ресурс часто «закладається» у структуру продажів ще до того, як учасник дізнається результати аукціону на добовий перетин.

За таких умов постачальник або трейдер фізично не може з абсолютною впевненістю гарантувати поставку імпортерної електроенергії за будь-яких обставин. Навіть якщо прогноз показує високу ймовірність виграшу аукціону, завжди існує ризик, що через обмеження пропускної спроможності, високий попит інших учасників або технічні фактори необхідний обсяг прав на перетин отримати не вдасться. Крім того, уже після аукціону можуть виникати додаткові обмеження з боку ОСП, пов'язані з операційною безпекою мережі, що також впливають на фінальний погоджений графік перетоків.

Щоб зняти цю структурну невизначеність і водночас зберегти привабливість імпортерних продуктів для кінцевих споживачів, на ринку сформувалася специфічна договірна практика. Зовнішньоекономічні та внутрішні комерційні договори, що передбачають використання імпорту, зазвичай містять умовну конструкцію поставки: сторони погоджують графік споживання (або діапазон обсягів) і цінову формулу, але прив'язують її до факту викупу прав на міждержавний перетин і підтвердження номінації ОСП.

Найтиповішою нормою таких договорів є формулювання на кшталт: «у разі викупу прав доступу до міждержавного перетину та підтвердження ОСП поставка електричної енергії здійснюється як імпортерна із країною походження X за імпортерною ціною формулою; у разі невикupu або непідтвердження ОСП відповідних прав поставка електричної енергії здійснюється з країною походження Україна за ціною формулою, прив'язаною до ціни РДН ОЕС України». Таким чином, для кінцевого споживача гарантується сам факт поставки електроенергії в обумовленому обсязі, але не гарантується, що вона в кожному конкретну добу матиме імпортерне походження.

Імпортерна формула ціни в таких контрактах, як правило, прив'язується до годинних цін РДН відповідного європейського ринку (наприклад, угорського, словацького або румунського) з урахуванням аукціонної ставки за перетин, податкового навантаження, операційних витрат і винагороди контрагента. Натомість «українська» формула базується на ціні РДН в ОЕС України з

додаванням погодженої надбавки або знижки. З точки зору енергетичного портфеля споживача це означає, що за сприятливої ринкової ситуації він отримує імпорт із прив'язкою до європейської ціни, а за несприятливої - автоматично переходить на внутрішній ресурс, не ризикуючи залишитися без електропостачання.

Такий підхід до номінації прав на імпорт дозволяє поєднати потребу в гнучкості та страхуванні ризиків із можливістю використовувати імпорт як інструмент підвищення надійності та передбачуваності постачання. Для постачальника чи трейдера умовна структура контракту знімає загрозу порушення зобов'язань у разі програшу на аукціоні перетину, а для споживача - забезпечує зрозумілий механізм формування ціни залежно від фактичного доступу до імпортного ресурсу. У підсумку саме особливості часових рамок номінації та публікації результатів добових аукціонів зумовлюють перехід від «жорстких» імпортних контрактів до гнучких моделей, у яких імпорт виступає опцією, вбудованою в загальний енергетичний портфель споживача.

2.5 Формування можливостей та ризиків

Імпортно-експортні операції з електричною енергією відкривають для українських учасників ринку широкий спектр можливостей, які виходять далеко за межі простого цінового арбітражу. Вони дозволяють не лише тимчасово закривати дефіцит потужності, а й формувати більш стійкий, диверсифікований енергетичний портфель, здатний гнучко реагувати на зовнішні та внутрішні шоки. Для держави, постачальників і кінцевих споживачів імпорт і експорт можуть виконувати одночасно функції інструментів енергетичної безпеки, цінової стабілізації та підтримки структурних змін в енергетиці.

Насамперед імпорт створює можливість підвищення надійності електропостачання та зміцнення енергетичної безпеки в умовах тривалих воєнних пошкоджень інфраструктури й дефіциту маневрових потужностей. Коли внутрішня генерація не здатна повністю покрити попит, наявність доступу до міждержавних перетинів дозволяє оперативно залучати додаткову електроенергію з ринків ЄС. Це особливо важливо в пікові години навантаження та в періоди ремонтних кампаній, коли ризик застосування графіків відключень для частини споживачів суттєво зростає.

Окремою можливістю, що з'явилася завдяки зміні урядових постанов, є використання імпорту як інструменту виконання умов про невідключення непобутових споживачів, які забезпечують визначену частку свого споживання

за рахунок імпортової електроенергії або власної генерації. Для великих промислових підприємств та об'єктів критичної інфраструктури це відкриває шлях до створення спеціальних продуктів постачання з підвищеним рівнем надійності. Постачальник, який включає до свого портфеля достатню частку імпорту, може запропонувати клієнтові не просто електроенергію, а «електроенергію з гарантією безперервності», що зменшує ризик технологічних зупинок, псування сировини та невиконання контрактних зобов'язань.

З точки зору ціноутворення імпортно-експортні операції створюють можливість використання цінового арбітражу та диверсифікації енергетичного портфеля. Якщо ціни РДН в Україні суттєво вищі за ціни на європейських ринках, імпорту дозволяє знизити середню закупівельну ціну для портфеля постачальника або великого споживача. У зворотній ситуації, коли український ринок є відносно дешевшим, експорт дає змогу монетизувати надлишкову генерацію за вищою ціною. Формуючи портфель, у якому частина обсягів прив'язана до українського РДН, а частина - до індикативів європейських бірж, учасник ринку може згладжувати цінові коливання та пропонувати клієнтам більш прогнозовані умови, ніж у випадку опори лише на внутрішній ринок.

Важливою можливістю є й поглиблення інтеграції до європейського енергетичного простору. Регулярна участь українських трейдерів та постачальників у аукціонах на платформах EAP і JAO, використання європейських процедур доступу до перетинів, гармонізація правил торгівлі наближають український ринок до стандартів ENTSO-E не тільки на технічному, а й на комерційному рівні. У перспективі це створює передумови для повноцінного ринкового з'єднання (market coupling), коли міждержавні перетоки розподілятимуться алгоритмічно в рамках єдиного європейського РДН, а Україна стане повноправним учасником цього простору.

Імпорт і експорт також здатні підтримати структурний перехід енергетики до більш екологічної й енергоефективної моделі. Експорт надлишків атомної й відновлюваної генерації в години низького внутрішнього попиту зменшує потребу в обмеженні ВДЕ та маневруванні традиційними блоками з низьким ККД. У пікові години імпорту дозволяє уникати запуску найбільш неефективних і дорогих теплових потужностей, що знижує питомі витрати палива та викиди CO₂. У поєднанні із заходами керування попитом і розвитком накопичувачів це створює можливість формувати більш «плаский» графік навантаження і підвищувати загальну енергоефективність системи.

Для окремих промислових споживачів імпорт відкриває можливість стратегічного управління ризиками виробництва. Підприємства з безперервними технологічними процесами, високою вартістю простою та жорсткими контрактними зобов'язаннями можуть разом із постачальниками будувати портфель, у якому імпорт виконує роль «страхового полісу». Навіть якщо ціна імпортованої електроенергії в окремі періоди є вищою за внутрішню, виграш у вигляді уникнення аварійних відключень і технологічних втрат може бути на порядки більшим. Таким чином імпортна складова дозволяє підвищити конкурентоспроможність українських виробників на зовнішніх ринках.

Не менш важливим є і геополітичний вимір можливостей. Збільшення частки перетоків із країнами ЄС, а не з РФ чи Білоруссю, трансформує структуру енергетичних зв'язків України, сприяючи реальній, а не декларативній диверсифікації. Це зменшує політичні ризики шантажу поставками енергоресурсів і створює для держави додатковий простір для маневру в умовах геополітичної нестабільності. У довгостроковій перспективі Україна може претендувати не лише на роль імпортера, а й на статус транзитної й експортної країни для низьковуглецевої електроенергії до ЄС.

У підсумку імпортно-експортні операції створюють для України й її учасників ринку комплекс можливостей: від прямого цінового виграшу та підвищення надійності постачання до інтеграції в європейський ринок і підтримки структурної модернізації енергетики. Реалізація цих можливостей, однак, потребує розвиненої аналітики, продуманої контрактної роботи та зваженої державної політики, які дозволять перетворити імпорт і експорт із ситуативного «пожежного» інструменту на системний елемент енергетичного портфеля країни.

Поряд із широким спектром можливостей імпортно-експортні операції несуть для України та учасників ринку істотні ризики, ігнорування яких може призвести як до фінансових втрат, так і до зростання системної вразливості енергетики. Імпорт не є «чарівною паличкою», що автоматично розв'язує всі проблеми дефіциту потужності або високих цін; за певних умов він може, навпаки, посилювати залежність від зовнішніх факторів і створювати додаткові точки напруження в енергосистемі.

Найбільш очевидним блоком є цінові ризики та волатильність європейських ринків. Ціни РДН у країнах ЄС чутливо реагують на зміну вартості природного газу, вугілля, квот на викиди CO₂, погодних умов, структури генерації та геополітичних подій. Ситуація, коли на момент

планування імпорту прогноз показує привабливий спред між європейською та українською цінами, а на момент реальної поставки він зникає або стає негативним, є цілком реальною. У такому випадку імпортна операція, яка у розрахунках виглядала прибутковою, може перетворитися на збиткову, особливо якщо врахувати додаткові витрати на перетин, податки та страхування небалансів.

Суттєвими є й регуляторні та політичні ризики. Правила імпорту можуть змінюватися постановами уряду або регулятора в дуже стислий термін, виходячи з поточної ситуації в енергосистемі. Обмеження обсягів комерційного імпорту, зміна пріоритетів розподілу пропускної спроможності, запровадження тимчасових заборон або нових умов щодо структури портфеля постачальників можуть радикально змінити економіку вже запланованих угод. Додатково існують ризики, пов'язані з рішеннями ENTSO-E та європейських операторів систем передачі, які можуть знижувати доступні NTC або обмежувати перетоки в кризові години для забезпечення безпеки власних систем.

Технічні ризики пов'язані з фізичним станом мереж і конфігурацією міждержавних перетинів. Аварійні ситуації на магістральних лініях, пошкодження підстанцій, планові та позапланові ремонти можуть зменшувати доступну пропускну спроможність або робити окремі перетини тимчасово недоступними. Навіть за наявності викуплених прав на перетин учасник може зіткнутися з тим, що через обмеження з боку ОСП фактичний обсяг, який можна реалізувати, буде меншим за запланований. Це створює додаткові небаланси й фінансові втрати, які не завжди можна компенсувати за рахунок внутрішнього ринку.

Фінансові ризики імпортних операцій пов'язані з необхідністю залучення значних обсягів оборотних коштів у низькомаржинальному сегменті. Учасник ринку змушений завчасно заморожувати кошти у вигляді гарантійних внесків для участі в аукціонах, передоплат за електроенергію на європейських ринках, резервів під покриття небалансів та запасу ліквідності для виконання контрактних зобов'язань у разі затримок платежів від кінцевих споживачів. Навіть якщо формально операція «в нуль» або з невеликою плюсовою маржею, з погляду вартості капіталу вона може бути не вигідною, оскільки забирає ресурси, які могли б приносити більший дохід в інших проєктах.

Додатково існує ризик надмірної залежності від імпорту. Якщо імпорт починає сприйматися як основний, а не допоміжний інструмент покриття попиту, це може демотивувати інвестиції у внутрішню генерацію, гнучкі

потужності, накопичувачі енергії та заходи з керування попитом. У результаті, у разі раптового скорочення імпорту через зовнішні фактори - дефіцит електроенергії в ЄС, зміну політики, пошкодження інтерконекторів - енергосистема України виявиться значно вразливішою, ніж у випадку, коли імпорт виконував допоміжну функцію в диверсифікованому портфелі.

Операційні та договірні ризики впливають зі специфіки часових рамок аукціонів на перетині РДН. Постачальник, який продає імпортований продукт кінцевому споживачеві, вимушений формувати зобов'язання ще до того, як отримає підтвердження викупу прав на перетин. Це створює потенційний розрив між контрактними обіцянками й фактичними можливостями, особливо в періоди високого попиту на пропускну спроможність. Навіть за умов контрактних застережень про заміну імпорту внутрішнім ресурсом ризики імідажних втрат і конфліктів зі споживачами залишаються високими.

Не варто недооцінювати й ризики небалансів. Неточності прогнозів споживання та цін, технічні відхилення від погоджених графіків, обмеження з боку ОСП призводять до появи позитивних або негативних небалансів, які розраховуються за цінами балансуємого ринку. У окремі години ціни небалансів можуть суттєво відрізнятися від цін РДН, перетворюючи навіть добре прораховану імпортову стратегію на джерело втрат. Для управління цими ризиками потрібні якісні прогнозні моделі, гнучкі портфельні стратегії та достатні фінансові резерви.

Таким чином, ризики імпорто-експортних операцій мають багатовимірний характер: ціновий, регуляторний, технічний, фінансовий, операційний. Імпорт може бути потужним інструментом посилення енергетичної стійкості лише за умови, що він вбудований у збалансований енергетичний портфель і супроводжується професійним управлінням ризиками. Якщо ж ці ризики недооцінювати, імпортована діяльність здатна перетворитися з драйвера розвитку ринку на джерело хронічних збитків та системної нестабільності.

Висновки до розділу 2

1) Другий розділ дозволив систематизувати повний ланцюг реалізації зовнішньоекономічних операцій з імпортом електричної енергії - від укладання базових договорів до фінального розподілу ризиків між контрагентами. Детально розглянуто структуру комерційних контрактів, вимоги до умов постачання, розрахунків і забезпечення виконання зобов'язань, що дало

можливість виокремити типові помилки й вузли підвищеного ризику для постачальника. Окреслено специфіку роботи на аукціонах з розподілу пропускної спроможності, де результати торгів на платформах ЕАР та ЈАО безпосередньо формують собівартість імпортованого ресурсу та визначають рівень конкурентоспроможності портфеля.

2) Проаналізовано структуру додаткових витрат, пов'язаних із перетином, балансуванням, оплатою послуг оператора системи передачі та управлінням небалансами, що дозволило розглядати імпорт не лише як ціну на електроенергію, а як комплексну послугу. Розкрито механізм номінації прав на перетин та його вплив на формування графіків купівлі-продажу, а також узагальнено можливості й ризики для різних категорій учасників ринку. У результаті сформовано цілісну модель процесу реалізації імпортних операцій, яка може бути використана як методична основа для побудови внутрішніх процедур управління зовнішньоекономічною діяльністю електропостачальних компаній.

3 РОЗРАХУНОК ДОЦІЛЬНОСТІ ІМПОРТНО-ЕКСПОРТНИХ ОПЕРАЦІЙ

3.1 Аналітика розподілу перетину за 3 квартал 2025 року

Проаналізуємо умови та результати розподілу міждержавних аукціонів за певний період часу. Метою даного аналізу є створення візуалізацій фактично запропонованих обсягів перетину для розуміння наявних можливостей для імпорту [18]. В таблицях 3.1-3.8 зображено результати розподілу перетину на щодобвих аукціонах в розрізі напрямків.

Таблиця 3.1 - Інформація щодо розподілу перетину за 06.2025 в Україну

Напрямок	Запропонована, МВт	Запитувана, МВт	Розподілена, МВт
Угорщина-Україна	161 927	388 300	159 705
Румунія-Україна	43 657	Інформація відсутня	42 162
Словаччина-Україна	59 539	183 134	59 463
Польща-Україна	52 712	83 044	45 735
Молдова-Україна	49 951	Інформація відсутня	41 378

Таблиця 3.2 - Інформація щодо розподілу перетину за 07.2025 в Україну

Напрямок	Запропонована, МВт	Запитувана, МВт	Розподілена, МВт
Угорщина-Україна	293 383	666 051	287 506
Румунія-Україна	106 681	Інформація відсутня	99 695
Словаччина-Україна	104 706	226 648	103 724
Польща-Україна	96 681	113 083	84 097
Молдова-Україна	76 474	Інформація відсутня	40 175

Таблиця 3.3 - Інформація щодо розподілу перетину за 08.2025 в Україну

Напрямок	Запропонована, МВт	Запитувана, МВт	Розподілена, МВт
Угорщина-Україна	131 561	410 668	131 550
Румунія-Україна	62 844	Інформація відсутня	62 816
Словаччина-Україна	61 806	214 014	61 767
Польща-Україна	33 321	60 629	32 869
Молдова-Україна	54 049	Інформація відсутня	38 804

Таблиця 3.4 - Інформація щодо розподілу перетину за 09.2025 в Україні

Напрямок	Запропонована, МВт	Запитувана, МВт	Розподілена, МВт
Угорщина-Україна	341 165	632 896	326 464
Румунія-Україна	126 275	Інформація відсутня	122 151
Словаччина-Україна	428	1 438	428
Польща-Україна	79 492	102 745	74 955
Молдова-Україна	71 938	Інформація відсутня	49 361

Таблиця 3.5 - Інформація щодо розподілу перетину за 06.2025 з України

Напрямок	Запропонована, МВт	Запитувана, МВт	Розподілена, МВт
Україна-Угорщина	176 978	280 688	153 342
Україна-Румунія	52 157	Інформація відсутня	48 865
Україна-Словаччина	53 025	121 521	52 231
Україна-Польща	-	-	-
Україна-Молдова	155 943	Інформація відсутня	86 110

Таблиця 3.6 - Інформація щодо розподілу перетину за 07.2025 з України

Напрямок	Запропонована, МВт	Запитувана, МВт	Розподілена, МВт
Україна-Угорщина	123 600	187 379	117 033
Україна-Румунія	44 469	Інформація відсутня	44 013
Україна-Словаччина	36 242	83 976	36 233
Україна-Польща	-	-	-
Україна-Молдова	162 426	Інформація відсутня	151 213

Таблиця 3.7 - Інформація щодо розподілу перетину за 07.2025 з України

Напрямок	Запропонована, МВт	Запитувана, МВт	Розподілена, МВт
Україна-Угорщина	216 274	344 931	204 413
Україна-Румунія	82 247	Інформація відсутня	80 659
Україна-Словаччина	77 915	177 963	77 913
Україна-Польща	36 600	18 464	18 464
Україна-Молдова	268 645	Інформація відсутня	184 478

Таблиця 3.8 - Інформація щодо розподілу перетину за 07.2025 з України

Напрямок	Запропонована, МВт	Запитувана, МВт	Розподілена, МВт
Україна-Угорщина	306 061	715 512	304 851
Україна-Румунія	123 561	Інформація відсутня	123 237
Україна-Словаччина	945	2 961	945
Україна-Польща	57 506	35 065	35 065
Україна-Молдова	335 632	Інформація відсутня	234 350

Щодо інформації про запитувану пропускну спроможність по напрямкам Румунії та Молдови - інформація відсутня, так як дані аукціони проводяться на торговому майданчику ЕАП, що не надає такого роду інформації [27].

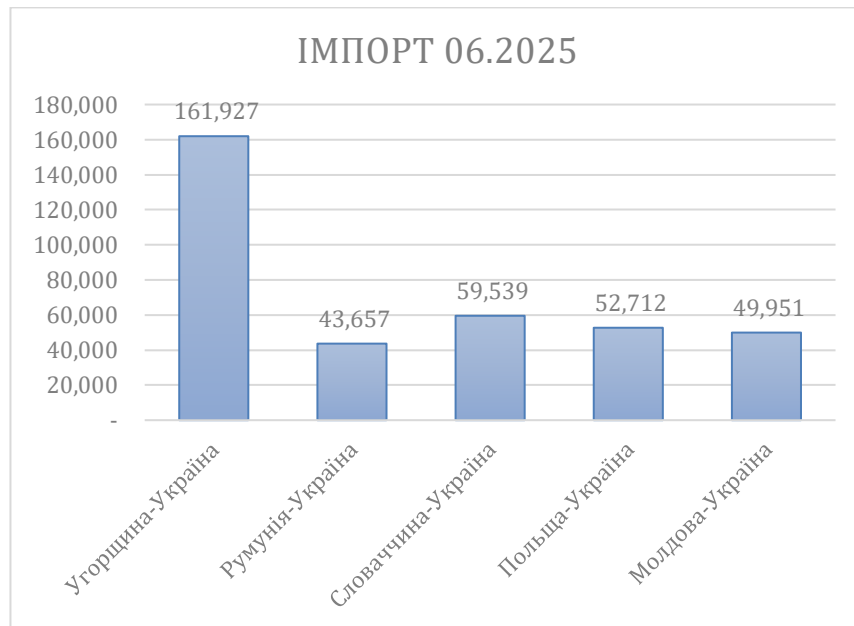


Рисунок 3.1 - Графік загального запропонованого перетину по імпорту в Україну за 06.2025

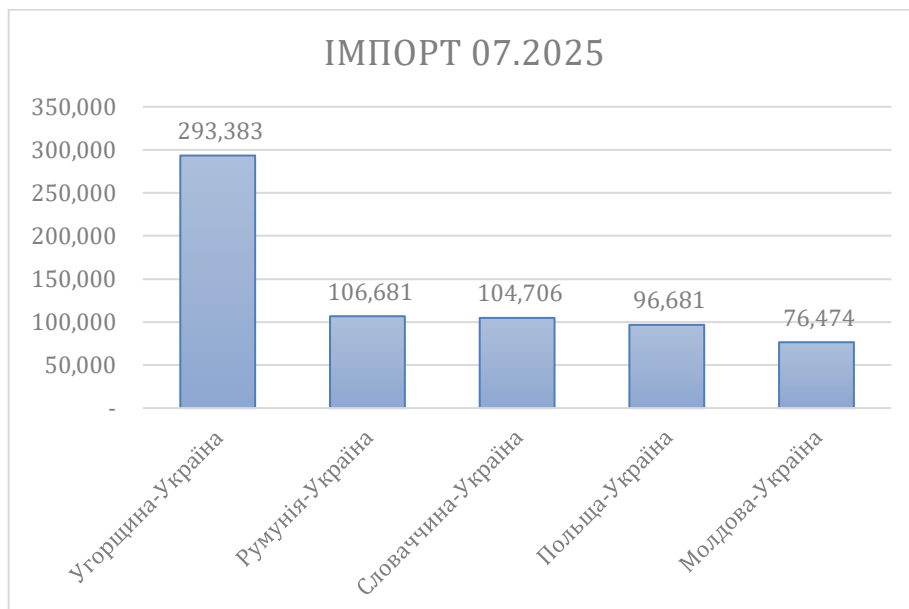


Рисунок 3.2 - Графік загального запропонованого перетину по імпорту в Україну за 07.2025

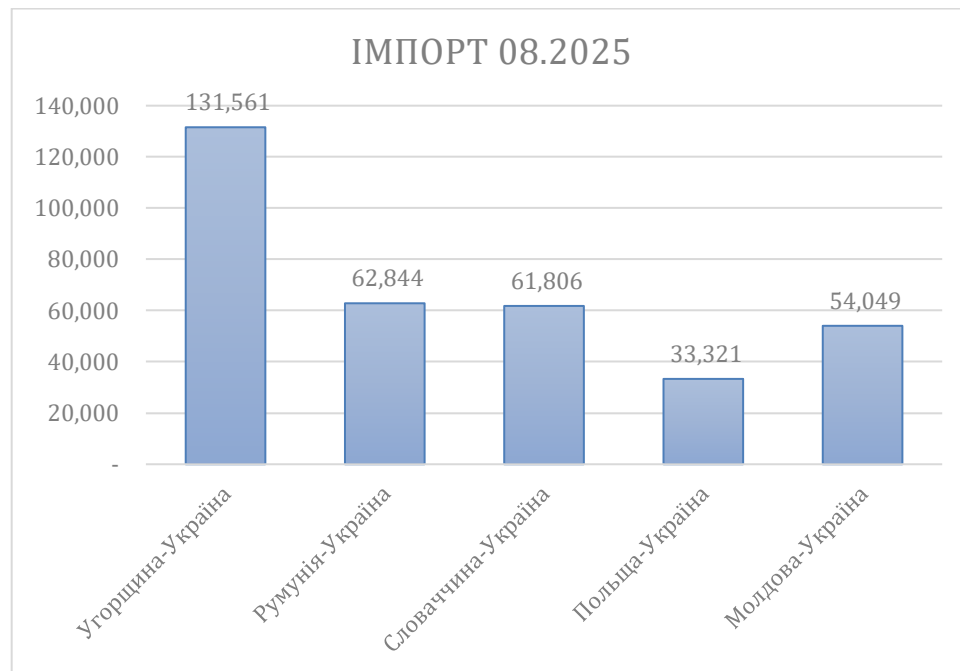


Рисунок 3.3 - Графік загального запропонованого перетину по імпорту в Україну за 08.2025

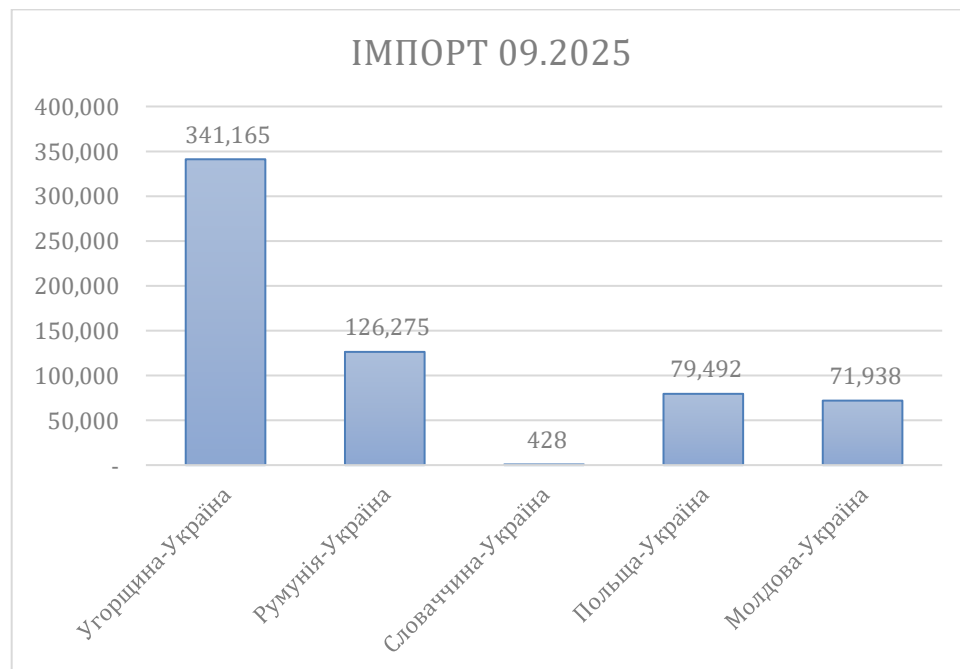


Рисунок 3.4 - Графік загального запропонованого перетину по імпорту в Україну за 09.2025

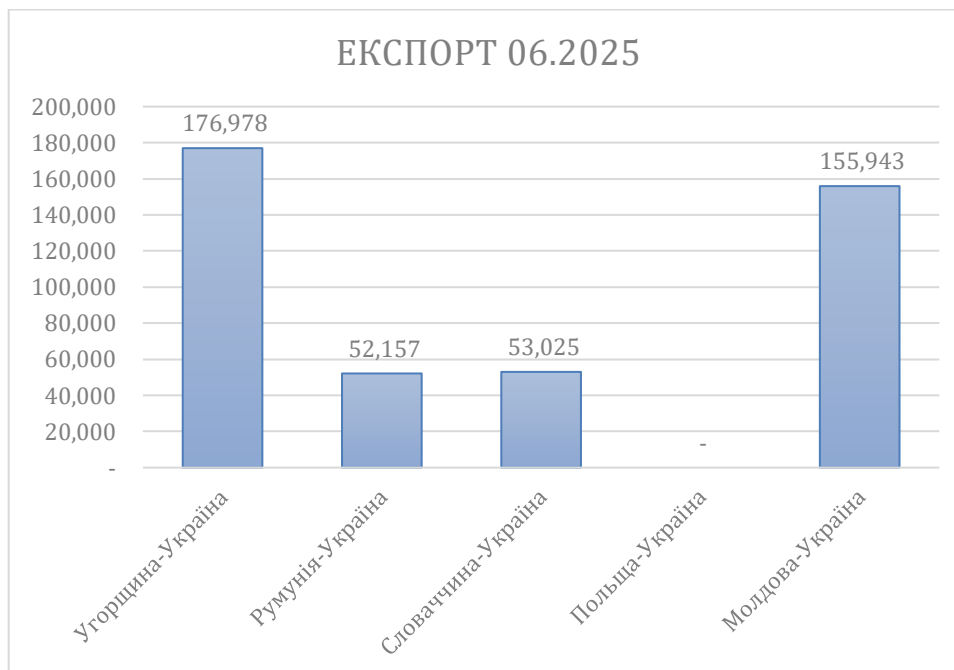


Рисунок 3.5 - Графік загального запропонованого перетину по експорту з
України за 06.2025

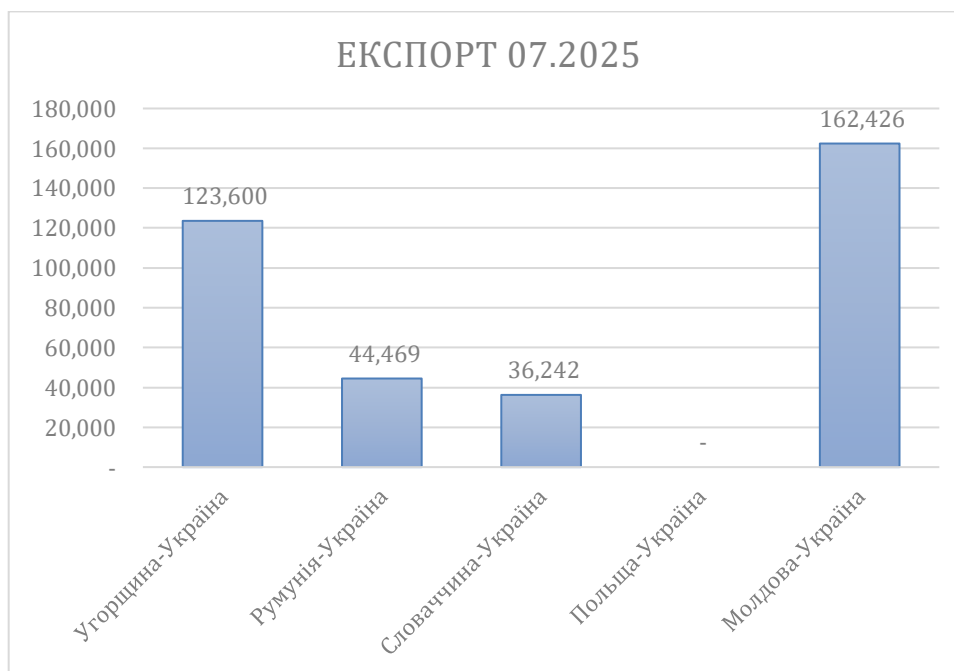


Рисунок 3.6 - Графік загального запропонованого перетину по експорту з
України за 07.2025

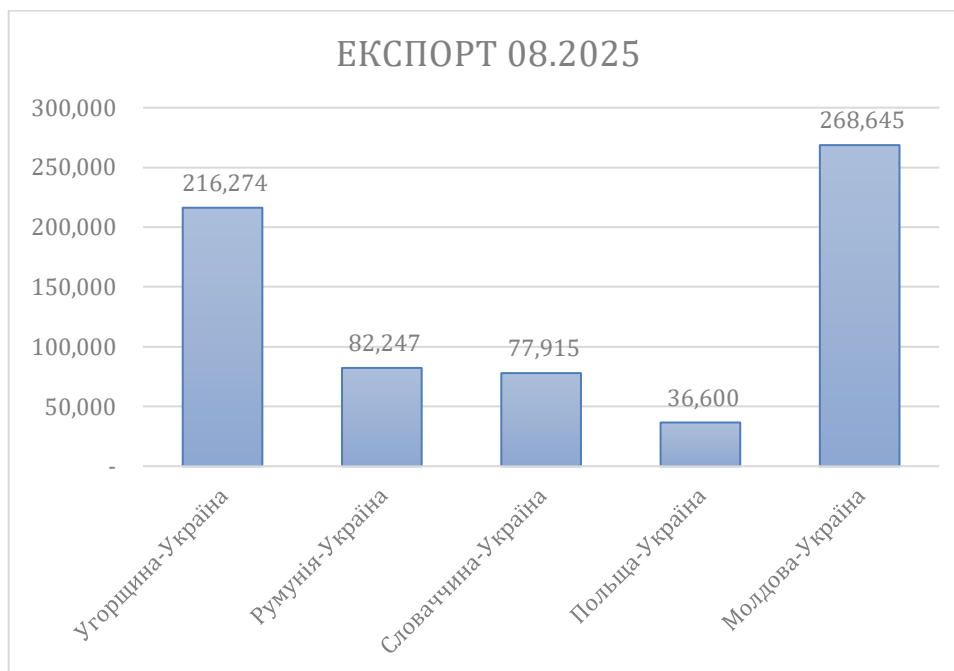


Рисунок 3.7 - Графік загального запропонованого перетину по експорту з України за 08.2025

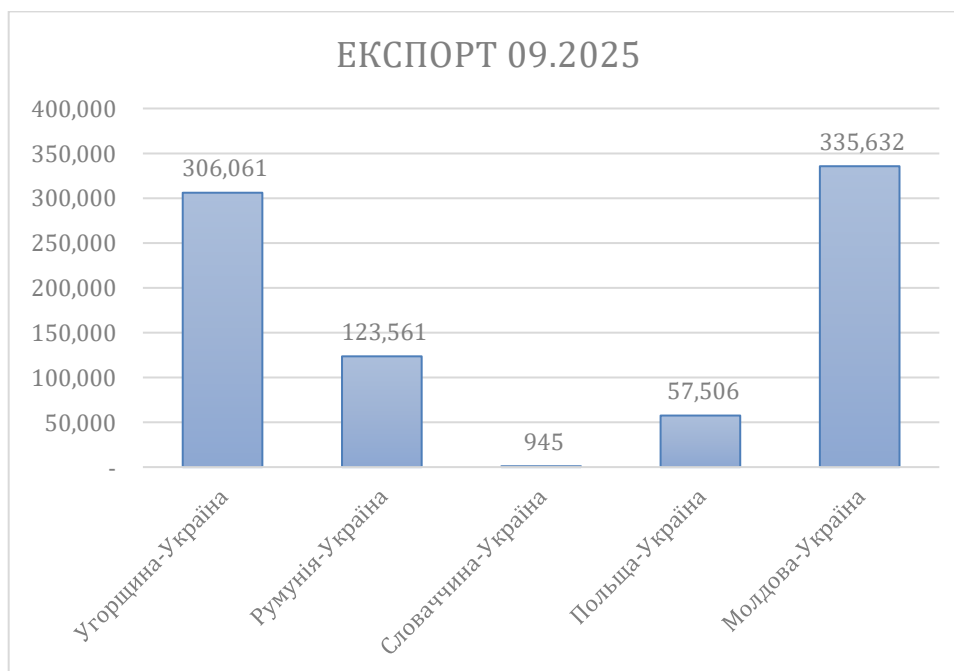


Рисунок 3.8 - Графік загального запропонованого перетину по експорту з України за 09.2025

На рисунках 3.1-3.8 зображено графіки запропонованих перетинів помісячно за 4 квартал 2025 року. З щомісячних графіків бачимо, що напрям Угорщини та Молдови займає найбільші частки в розрізі зовнішньоекономічних операцій. Відсутність перетину з Польщею та Словаччиною обумовлена плановими ремонтами або через диспетчерські обмеження зі сторони операторів. Присутній стрімкий зріст запропонованих обсягів на кордоні з Молдовою - підвищення рамок ENTSO-E на імпорт 2.1 ГВт і експорт блоку UA-MD до 900 МВт. Напрями Румунії та Угорщини залишались найбільш стабільними й прогнозованими, де перетин Угорщина-Україна випереджає свого сусіда. Таблиці 3.9 та 3.10 відображаються співвідношення розподіленої/пропускної спроможності по імпорту та експорту.

Таблиця 3.9 - Співвідношення Розподіленої/Пропускної спроможності Імпорт

Напрямок	%
Угорщина-Україна	97,54%
Румунія-Україна	96,28%
Словаччина-Україна	99,52%
Польща-Україна	90,64%
Молдова-Україна	67,24%

Таблиця 3.10 - Співвідношення Розподіленої/Пропускної спроможності Експорт

Напрямок	%
Україна-Угорщина	94,74%
Україна-Румунія	98,13%
Україна-Словаччина	99,52%
Україна-Польща	56,88%
Україна-Молдова	71,12%

Зі статистики наведеної вище - доступний перетин за напрямками Угорщини, Румунії, Словаччини викупується майже в повному обсязі. Це пов'язано з прогнозованістю напрямків, з відкритістю ринків в порівнянні з

іншими, з кількістю запропонованого перетину. Коли ситуації у Польщі та, в першу чергу, Молдові пов'язана з протилежним - ринок Польщі нестабільніший, в Молдові фактично дуже закрите коло гравців - що пригнічує вільну торгівлю. Таблиці 3.11 та 3.12 відображають співвідношення попиту на пропускну спроможність до фактично виданого обсягу на продаж.

Таблиця 3.11 - Співвідношення Запитуваної/Розподоленої спроможності Імпорт

Напрямок	%	Перевищення, мвт
Угорщина-Україна	231,76%	1 192 690
Румунія-Україна	Інформація відсутня	Інформація відсутня
Словаччина-Україна	277,41%	399 852
Польща-Україна	151,27%	121 845
Молдова-Україна	Інформація відсутня	Інформація відсутня

Таблиця 3.12 - Співвідношення Запитуваної/Розподоленої спроможності Експорт

Напрямок	%	Перевищення, мвт
Україна-Угорщина	196,05%	748 871
Україна-Румунія	Інформація відсутня	Інформація відсутня
Україна-Словаччина	230,94%	219 099
Україна-Польща	100,00%	-
Україна-Молдова	Інформація відсутня	Інформація відсутня

Факт того, що попит більше пропозиції нормальний - адже функціоналом торговельних майданчиків передбачено, що кожен учасник торгів може заявитися на купівлю перетину обсягом до 100% від запропонованого. Фактично, відсоток перевищення показує високу кількість учасників даних аукціонів. Таблиця 3.13 та 3.14 показують загальну кількість запропонованої, запитуваної та розподіленої пропускну спроможності за 3 квартал 2025 року.

Таблиця 3.13 - Загальний перетин на імпорт за 3 квартал 2025 року

Напрямок	Запропонована, МВт	Запитувана, МВт	Розподілена, МВт
Угорщина-Україна	928 036	2 097 915	905 225
Румунія-Україна	339 457	Інформація відсутня	326 824
Словаччина-Україна	226 479	625 234	225 382
Польща-Україна	262 206	359 501	237 656
Молдова-Україна	252 412	Інформація відсутня	169 718

Таблиця 3.14 - Загальний перетин на експорт за 3 квартал 2025 року

Напрямок	Запропонована, МВт	Запитувана, МВт	Розподілена, МВт
Україна-Угорщина	822 913	1 528 510	779 639
Україна-Румунія	302 434	Інформація відсутня	296 774
Україна-Словаччина	168 127	386 421	167 322
Україна-Польща	94 106	53 529	53 529
Україна-Молдова	922 646	Інформація відсутня	656 151

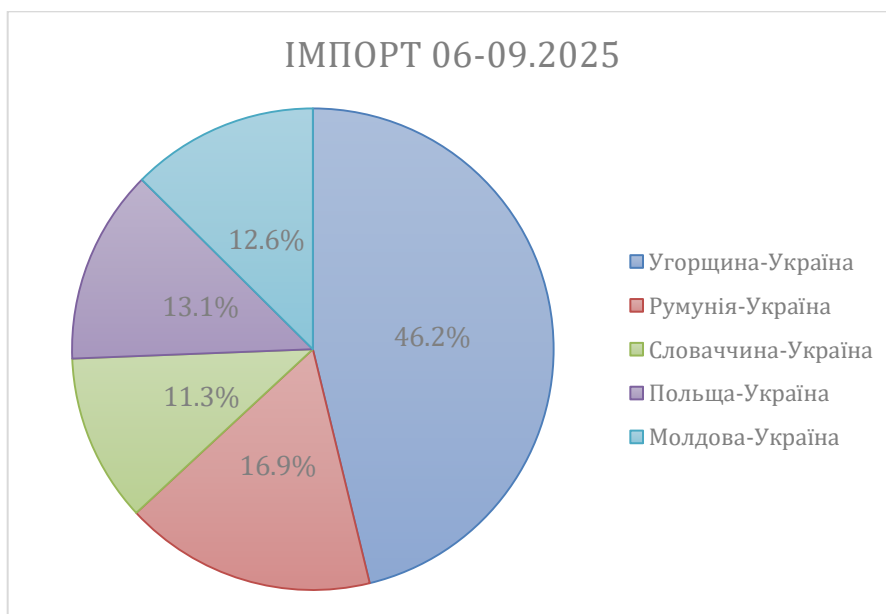


Рисунок 3.9 - Частки перетину на імпорт за напрямками

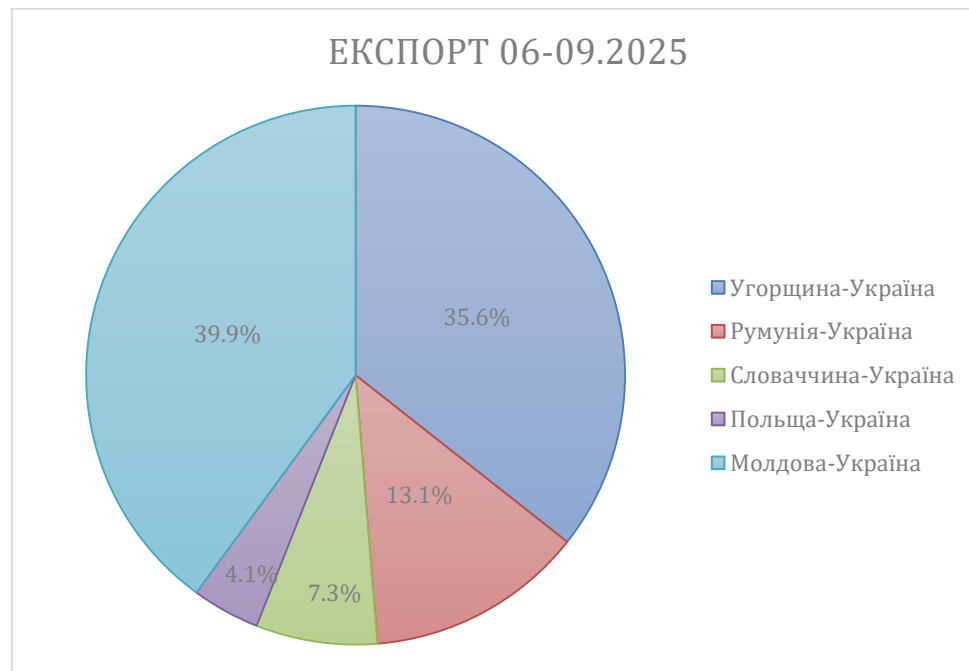


Рисунок 3.10 - Частки перетину на експорт за напрямками

На рисунках 3.9 та 3.10 зображено розподіл імпоротної та експортної пропускної спроможності відповідно за 3 квартал 2025 року

Таблиця 3.15 - Запропонована пропускна спроможність за всіма напрямками за червень-вересень 2025 року

Запропонована пропускна спроможність за напрямками	06.2025	07.2025	08.2025	09.2025
Угорщина-Україна	161 927	293 383	131 561	341 165
Румунія-Україна	43 657	106 681	62 844	126 275
Словаччина-Україна	59 539	104 706	61 806	428
Польща-Україна	52 712	96 681	33 321	79 492
Молдова-Україна	49 951	76 474	54 049	71 938
Україна-Угорщина	176 978	123 600	216 274	306 061
Україна-Румунія	52 157	44 469	82 247	123 561
Україна-Словаччина	53 025	36 242	77 915	945
Україна-Польща	-	-	36 600	57 506
Україна-Молдова	155 943	162 426	268 645	335 632

Таблиця 3.15 містить в собі інформацію про запропоновану пропускну спроможність за червень-вересень 2025 року згідно напрямків в розрізі місяців.

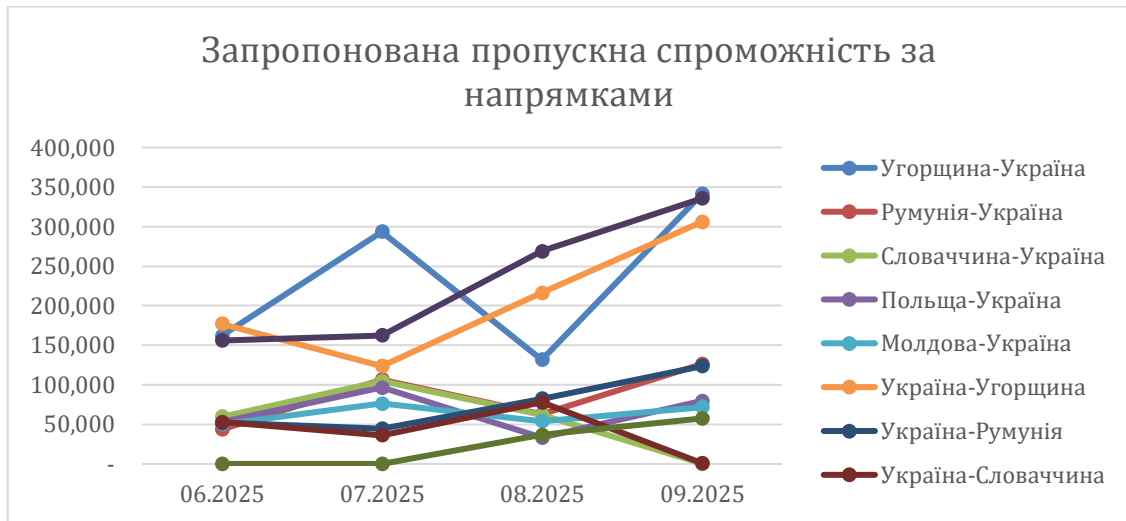


Рисунок 3.11 - Динаміка запропонованої пропускної спроможності у розрізі червня-вересня 2025 року

На рисунку 3.11 зображено графік пропускної спроможності за напрямками. З даного графіку чітко відслідковуються наявні тенденції - стратегічне збільшення перетину, ремонтні кампанії та оперативна диспетчеризація в залежності від стану ОЕС України.

3.2. Аналітика комерційного імпорту

Правильно сформований енергетичний портфель - це не просто сума обсягів. Це керована конструкція, яка забезпечує цільову собівартість, стійкість до цінових шоків і здатність виконувати зобов'язання перед споживачами у будь-яку годину. Портфель має одночасно вирішувати дві задачі. Перша - стабілізувати витрати через диверсифікацію джерел і горизонтів закупівлі. Друга - створювати додану вартість, використовуючи можливості ринку у вигляді імпорту, експорту, корекцій на РДН і ВДР, та грамотної роботи з правами на перетин.

Імпортна складова - повноцінний елемент такої конструкції. Вона дає змогу знижувати граничну ціну у дефіцитні години, вирівнювати профіль постачання, зменшувати навантаження на балансуючий ринок і перетворювати зовнішні цінові сигнали на прибуток [23]. Водночас імпорту - це не безкоштовна опція».

Він має витрати і ризики. Це ціна права на перетин, можливі редукції доступної спроможності, витрати на корекції у ВДР, небаланси, і валютні ефекти. Саме тому імпорт треба проєктувати як частину портфелю, а не як разову угоду.

Ціль - показати, у яких годинах та за яким напрямом імпорт створює, в першу чергу додану вартість. Для аналізу та подальших розрахунків беремо інформацію за напрямками Румунії та Угорщини на кордоні з Україною за серпень 2025 року. Даний місяць було обрано через його валотильність. Обрані напрямками вважаються найстабільнішими та найбільш доречними для комерційного імпорту електричної енергії. В таблиці 3.16 відображено ціни на базове навантаження на сегменті РДН в розрізі країн, в яких відбувались торги.

Таблиця 3.16 - Ціни BASE на РДН України, Румунії та Угорщини подового за серпень 2025 року [24] [25]

Дні місяця	Ціна РДН України, Євро	Ціна РДН Румунії, Євро	Ціна РДН Угорщини, Євро
1	75,96	100,50	101,48
2	67,04	103,02	112,73
3	69,11	92,77	94,00
4	70,70	101,50	102,29
5	65,37	109,90	110,76
6	97,62	88,75	89,59
7	71,25	52,45	53,02
8	89,59	127,18	130,57
9	91,85	142,85	148,86
10	98,83	124,38	128,48
11	74,74	122,81	128,20
12	94,51	110,79	112,53
13	84,41	69,95	70,22
14	50,56	60,42	71,11
15	90,87	95,75	101,97
16	99,09	105,02	125,80
17	97,57	88,36	89,49
18	74,16	66,97	79,51
19	90,01	91,60	96,40
20	66,41	65,31	65,89
21	57,04	34,31	35,46
22	104,03	81,12	95,35
23	105,89	103,90	122,20
24	132,29	101,06	111,87
25	85,31	84,69	99,31
26	86,11	99,39	100,09
27	81,22	94,02	94,18
28	89,02	99,42	100,17
29	131,67	141,89	136,17
30	122,15	151,51	150,33

Для візуалізації та подальшого аналізу створюємо графіки цін відповідно. Це потрібно, щоб побачити різницю в «сирих» цінах, без врахування супутніх затрат. Рисунок 3.12 відображає спред цін РДН України, Румунії та Угорщини.

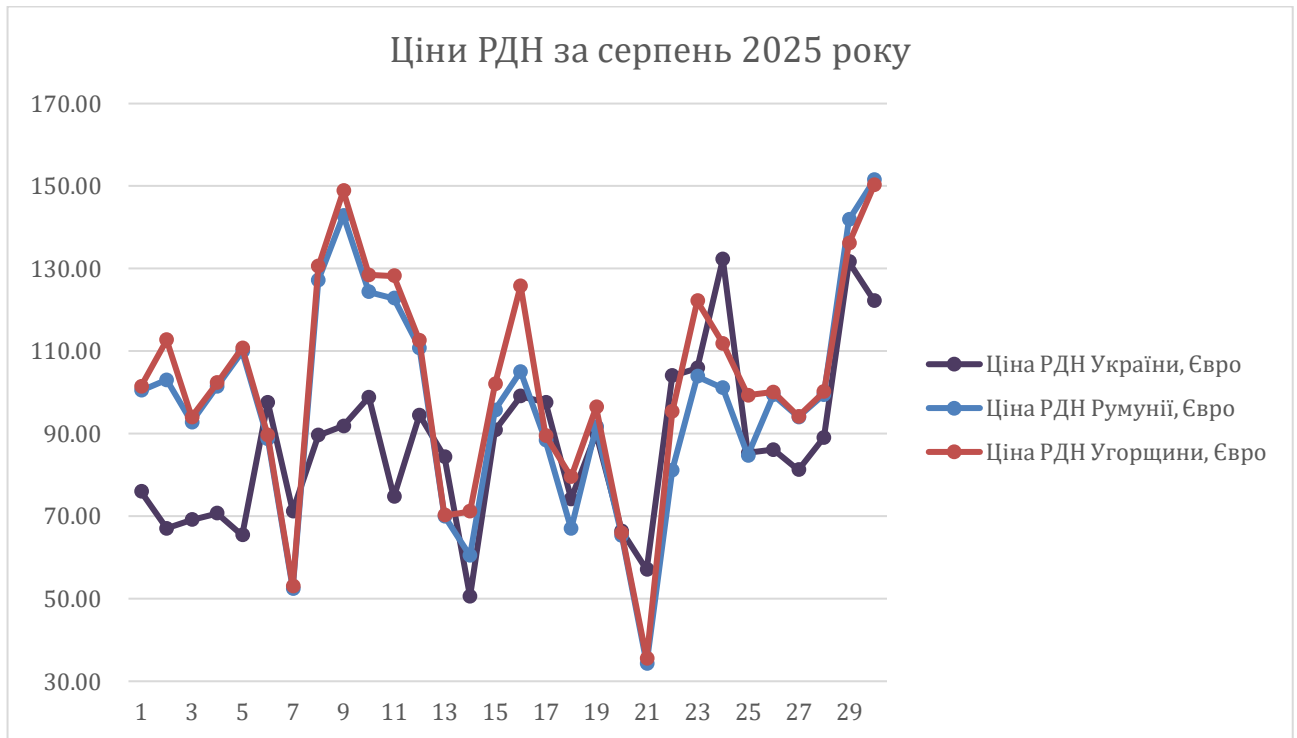


Рисунок 3.12 - Ціни РДН України, Румунії та Угорщини за серпень 2025 року

Важливим для розуміння процесів буде розрахунок відхилень цін на базове навантаження. Результати представимо у вигляді таблиці.

Таблиця 3.17 - Відхилення ціни РДН України від Румунії та Угорщини за серпень 2025 року

Дні місяця	Відхилення Україна/Румунія	Відхилення Україна/Угорщина
1	24,4%	25,1%
2	34,9%	40,5%
3	25,5%	26,5%
4	30,3%	30,9%
5	40,5%	41,0%
6	-10,0%	-9,0%
7	-35,8%	-34,4%
8	29,6%	31,4%
9	35,7%	38,3%
10	20,5%	23,1%
11	39,1%	41,7%
12	14,7%	16,0%
13	-20,7%	-20,2%
14	16,3%	28,9%
15	5,1%	10,9%
16	5,6%	21,2%
17	-10,4%	-9,0%
18	-10,7%	6,7%
19	1,7%	6,6%
20	-1,7%	-0,8%
21	-66,2%	-60,8%
22	-28,3%	-9,1%
23	-1,9%	13,3%
24	-30,9%	-18,2%
25	-0,7%	14,1%
26	13,4%	14,0%
27	13,6%	13,8%
28	10,5%	11,1%
29	7,2%	3,3%
30	19,4%	18,7%
Максимум	66,2%	60,8%
Мінімум	0,7%	0,8%

Таблицею 3.17 відображено різницю цін РДН України від Румунії/Угорщини. З отриманого результату бачимо, що відхилення цін базового навантаження досягають 66,2%. Такий результат свідчить про високу валотильність ринків в порівнянні між собою.

За сьогоденних тенденцій, імпорт базового навантаження існує у розрізі місячних аукціонів, але його доля залишається дуже незначною через труднощі постачання такого ресурсу через контракти та фактичних обмежень для заданих аукціонів, що обумовлені нестабільністю забезпечити гарантоване постачання.

Звичайний та дієвий спосіб залучення імпорту в енергетичний портфель є саме щоденні аукціони. Тож узагальнена інформація у вигляді аналітики базового навантаження є стратегічно вірною, але для точного формування тенденцій задля покращення енергоефективності слід провести розрахунок та подальший аналіз погодинно. Фактично, весь комерційний імпорт складається з вибіркових, але систематичних механізмів, що дозволяють в підсумку дозволяє отримати прибуток.

Підсумуємо погодинні ціни на електричну енергію на сегменті РДН у вигляді таблиць. Таблиці 3.18-3.20 відображають погодинні ціни РДН на ринках України, Румунії та Угорщини.

Таблиця 3.18 - Погодинні ціни РДН України за серпень 2025 року, Євро

Година CET / Діно місяця	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1	61.78	16.34	16.34	16.34	38.05	80.63	120.74	130.98	108.90	61.78	10.49	9.38	18.43	39.16	41.89	82.83	86.87	113.19	141.23	178.01	178.01	114.14	100.33	79.30	
2	33.19	10.47	10.47	10.47	77.49	102.62	87.86	73.28	25.76	8.38	2.09	8.38	17.17	40.84	46.07	82.51	110.11	149.37	190.59	188.49	144.37	83.77	82.31	82.31	
3	41.89	10.49	10.49	10.49	82.51	117.38	87.86	59.49	10.59	1.09	1.09	1.09	10.49	35.19	87.86	110.87	188.49	188.49	188.49	188.49	156.71	113.69	82.31	82.31	
4	44.06	33.37	37.78	33.37	20.15	80.04	113.44	82.35	42.40	8.82	0.92	0.99	0.82	1.09	6.50	31.48	86.74	158.43	188.49	188.49	144.80	105.51	78.54	78.54	
5	33.09	7.57	8.93	8.93	31.03	78.60	113.83	83.08	37.23	2.07	0.91	0.30	0.99	2.07	9.10	31.01	90.80	134.00	175.61	208.84	184.43	103.42	85.13	113.66	
6	69.81	69.69	69.37	69.37	66.79	110.27	126.34	124.76	77.88	37.77	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	61.36	114.48	199.49	182.38	189.22	189.22	143.32	116.64	116.64	
7	69.41	76.42	72.49	72.49	72.49	82.28	77.66	37.26	19.47	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	31.04	49.70	89.41	143.67	161.54	161.61	124.28	82.84	86.88	
8	82.65	51.79	51.79	54.89	84.51	113.84	142.89	142.47	85.29	31.09	0.29	0.21	0.21	20.49	30.86	83.21	124.29	149.71	188.50	188.86	188.50	124.29	89.29	86.29	
9	53.14	9.39	9.80	9.84	51.07	103.16	103.76	140.86	113.83	43.48	20.75	8.40	31.07	43.48	72.50	105.36	129.53	176.07	188.86	227.80	165.71	111.86	74.28	74.28	
10	43.29	41.43	30.71	37.08	47.44	101.50	142.83	142.83	134.64	63.43	28.59	8.80	30.66	41.20	72.48	87.00	116.00	174.00	227.86	227.86	227.86	157.71	106.79	87.02	
11	41.50	41.50	9.96	7.26	6.22	62.25	95.37	81.89	49.51	41.48	8.28	2.07	19.71	40.38	54.67	81.96	113.91	150.08	182.00	211.72	165.85	134.87	85.45	78.43	
12	19.42	40.33	39.42	39.51	39.42	109.76	142.84	143.16	138.51	69.58	66.42	10.38	43.32	43.32	60.38	74.86	103.18	155.81	182.38	193.25	182.38	124.49	85.19	100.01	
13	98.49	70.72	64.48	62.38	62.38	88.82	89.44	82.89	87.36	73.84	69.82	9.36	10.42	16.43	40.86	33.28	82.18	127.09	153.65	176.80	151.82	130.63	131.64	116.07	
14	51.12	28.28	24.87	24.87	28.78	36.57	36.51	45.08	35.30	9.46	2.06	0.21	0.21	0.21	0.86	2.06	50.39	101.78	125.34	144.79	155.62	28.67	83.87	83.87	
15	81.34	48.43	41.29	41.29	71.51	99.09	142.08	141.42	103.01	58.77	18.13	0.21	16.47	9.68	20.52	63.17	114.86	148.64	188.89	218.76	187.86	128.81	127.99	108.41	
16	86.70	75.78	51.61	51.61	69.57	99.44	142.28	141.18	81.86	29.31	3.10	0.89	1.43	6.19	29.83	63.75	110.86	181.67	227.08	307.53	227.08	145.13	133.88	100.10	
17	78.03	72.05	47.48	58.84	81.83	100.58	141.41	141.20	140.58	82.80	28.48	2.08	10.34	28.80	80.83	113.34	150.81	151.32	184.05	218.79	176.19	109.21	80.83	80.83	
18	61.48	31.00	10.33	20.70	33.00	80.86	118.00	132.49	109.51	80.26	41.40	3.11	1.43	1.04	2.07	9.34	39.00	115.70	173.89	188.18	163.61	135.89	83.10	80.84	
19	84.89	69.88	61.83	9.98	41.52	74.73	89.02	132.84	132.83	107.84	43.34	2.08	0.21	0.21	0.21	0.21	2.01	13.14	112.09	145.84	222.11	280.41	207.37	143.31	142.84
20	84.61	47.60	76.50	51.04	51.73	83.48	83.12	82.81	62.08	19.43	0.21	0.21	0.21	0.21	0.41	1.09	43.83	134.95	158.11	189.25	155.00	111.61	86.89	89.33	
21	86.95	51.73	61.48	51.33	78.39	82.37	82.08	84.41	27.84	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	84.81	134.95	189.25	157.83	157.83	89.12	74.43	86.32	
22	83.03	65.11	68.48	64.61	83.18	100.04	133.45	138.85	62.52	32.03	0.21	0.21	0.21	0.21	0.21	61.48	133.09	181.17	210.37	311.98	248.32	158.29	143.84	118.53	
23	63.78	63.36	63.36	64.36	63.03	116.48	140.00	143.34	81.28	42.08	2.08	1.46	2.08	2.08	24.80	85.48	138.69	181.11	210.37	311.98	248.32	158.29	143.84	118.53	
24	67.32	88.43	87.33	87.33	87.33	115.30	143.80	143.80	143.80	104.20	94.04	93.28	94.04	72.84	114.73	110.83	158.33	200.11	287.65	311.98	248.32	158.29	143.84	118.53	
25	62.18	17.32	30.27	41.12	50.09	85.18	120.02	143.31	130.39	78.27	29.22	13.08	17.28	20.87	42.66	49.25	108.64	141.77	173.99	186.20	187.23	117.28	85.85	108.19	
26	77.73	66.46	57.74	62.12	80.21	89.81	121.30	118.32	81.88	56.73	12.81	2.06	6.17	32.35	52.46	76.74	108.73	133.89	154.32	173.81	248.20	124.63	115.78	115.77	
27	61.72	78.32	78.31	78.07	82.87	80.80	105.42	84.33	49.41	58.99	12.84	2.07	2.05	12.82	26.58	40.83	99.48	122.55	150.46	186.48	148.39	118.24	113.61	113.60	
28	104.43	83.98	82.42	82.56	87.78	83.98	84.39	88.92	31.33	28.20	27.85	12.74	12.11	61.61	83.32	118.96	125.31	156.64	187.89	186.64	141.89	124.54	104.43	104.43	
29	69.72	63.10	78.63	82.10	78.63	83.83	142.73	142.77	138.34	103.88	83.28	81.45	88.17	88.17	110.11	116.13	177.84	217.81	260.45	268.60	244.62	160.21	100.74	100.74	
30	58.15	8.31	5.18	8.31	19.74	84.76	143.13	143.35	143.35	142.08	105.88	81.08	81.08	86.47	86.74	110.11	147.05	189.34	265.35	309.57	275.15	149.58	106.99	100.74	

Таблиця 3.19 - Погодинні ціни РДН Румунії за серпень 2025 року, Євро

Година CET / Діно місяця	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	88.39	87.67	86.63	85.65	87.37	87.67	116.83	122.24	108.43	99.84	33.81	44.89	40.00	23.36	39.69	70.84	83.47	110.84	169.80	223.31	204.66	139.01	108.99	89.48
2	88.52	85.28	87.59	88.12	90.46	99.60	121.85	139.21	65.06	41.99	41.99	29.83	41.99	44.89	73.59	77.11	96.36	115.89	166.95	286.05	242.78	130.38	110.89	108.08
3	102.84	84.06	80.84	78.39	79.33	95.98	117.01	117.80	105.14	80.74	36.44	8.23	6.12	10.05	83.89	81.62	144.95	172.76	188.90	171.04	149.09	129.00	108.43	108.43
4	101.38	87.29	88.20	83.79	79.87	87.67	119.17	120.65	107.72	74.91	39.50	5.79	3.20	3.22	32.10	65.18	84.13	126.14	136.63	316.41	241.63	132.69	118.36	107.87
5	89.23	83.91	82.38	82.40	84.54	115.23	138.27	122.31	101.71	91.11	88.88	82.25	75.63	74.25	81.36	96.78	139.17	167.37	192.79	166.17	139.88	146.01	111.76	111.76
6	102.67	102.96	102.81	102.10	101.20	102.03	96.25	94.21	99.01	82.91	11.92	-	-	0.02	-	0.86	0.99	-	0.01	48.01	115.98	178.64	190.01	177.21
7	86.01	78.63	75.00	77.44	76.88	76.77	73.38	51.80	-	-	0.09	-	4.00	-	20.09	-	33.40	-	19.89	0.01	65.40	111.22	147.08	143.14
8	87.38	87.50	86.84	86.97	88.54	100.45	128.69	146.09	123.78	101.67	84.97	48.77	42.87	62.12	73.51	81.38	120.20	136.03	220.44	415.58	311.98	148.52	150.89	
9	104.50	104.39	103.18	102.54	102.50	110.44	182.87	216.15	162.69	122.50	103.59	93.88	84.81	84.83	89.45	97.26	108.50	151.80	243.63	292.05	243.63	151.00	137.83	
10	100.11	96.14	94.17	94.95	93.78	102.19	130.39	210.33	100.95	125.43	114.24	110.80	97.09	93.09	96.50	100.69	115.27	145.01	184.21	272.86	174.25	134.83	108.43	
11	87.80	80.58	71.48	82.78	81.81	131.64	152.85	163.01	118.63	107.73	78.29	78.83	84.33	80.89	76.63	101.16	153.29	167.12	215.90	232.83	164.20	148.64	147.93	
12	96.92	89.48	84.28	83.42	86.02	138.17	166.36	168.87	121.91	94.51	61.20	50.89	41.88	50.00	60.00	83.71	122.13	159.17	174.06	228.79	166.13	120.78	118.07	
13	88.87	63.59	51.00	47.26	56.81	87.80	121.03	126.86	112.64	93.70	88.70	43.63	43.63	15.02	15.00	47.82	85.89	108.82	181.54	232.50	159.89	108.63	101.96	
14	83.21	74.01	75.33	80.33	82.35	87.83	91.78	97.87	16.36	10.85	10.10	7.98	-	-	-	-	0.01	-	20.00	84.62	126.16	139.35	126.95	
15	68.03	43.08	51.95	49.29	52.21	85.33	142.22	155.18	114.40	61.05	11.89	8.70	7.76	8.43	10.00	31.24	28.88	159.82	219.74	279.16	186.96	177.48	150.71	
16	108.49	107.10	88.41	85.02	82.83	105.00	182.87	216.15	162.69	122.50	8.43	8.43	5.12	8.44	49.00	70.00	116.02	181.48	221.27	324.79	187.89	141.71	129.21	
17	88.47	81.55	72.56	72.56	72.56	87.60	117.01	126.86	112.64	93.70	88.70	43.63	43.63	15.02	15.00	47.82	85.89	108.82	181.54	232.50	159.89	108.63	101.96	
18	58.02	50.06	39.22	39.50	36.27	77.56	114.68	117.24	141.11	0.02	0.01	0.01	-	-	-	0.02	56.76	131.64	166.20	244.67	154.79	110.00	104.23	
19	74.09	71.96	71.13	70.88	70.86	116.16	117.84	126.15	74.80	48.62	42.04	5.82	5.99	-	-	11.97	79.10	115.79	293.19	405.44	162.87	108.80	95.78	
20	93.77	84.36	78.41	78.41	78.41	82.31	82.31	82.31	82.31	82.31	82.31	82.31	82.31	82.31	82.31	82.31	82.31	82.31	82.31	82.31	82.31	82.31	82.31	
21	43.92	24.74	10.15	10.15	8.53	25.00	4.41	3.19	3.30	0.04	0.37	9.82	14.66	14.78	3.17	0.12	9.47	9.47	206.13	195.19	155.84	106.50	96.17	
22	74.09	73.89	72.88	71.77	71.95	86.17	116.03	127.38	23.85	58.97	5.10	2.59	0.20	1.51	8.43	70.94	89.59	126.02	143.26	247.33	145.93	114.07	108.44	
23	85.03	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	72.47	
24	86.55	73.54	76.70	71.77	73.87	133.89	149.89	134.91	100.98	70.24	42.83	15.06	12.78	15.09	4.49	98.58	107.44	168.83	205.93	266.00	154.50	112.99	90.00	
25	72.48	70.66	66.19	65.08	67.10	80.00	108.89	138.90	124.72	48.78	15.00	41.95	40.00	42.40	55.85	92.48	103.08	121.83	128.17	141.97	123.54	110.01	90.30	
26	75.47	70.25	74.49	73.15	73.40	82.71	113.01	121.66	125.04	118.02	101.19	95.48	88.88	88.88	88.88	88.88	88.88	88.88	88.88	88.88	88.88	88.88	88.88	
27	85.03	84.63	84.69	84.69	84.69	87.77	87.77	87.77	87.77	87.77	87.77	87.77	87.77	87.77	87.77	87.77	87.77	87.77	87.77	87.77	87.77	87.77	87.77	
28	100.09	87.80	92.79	91.84	92.98	93.56	93.91	101.13	84.76	91.84	87.07	38.07	17.11	85.33	100.85	85.83	125.06	162.02	154.54	184.22	167.12	147.14	136.07	
29	84.09	82.09	91.31	91.65	91.62	102.07	173.78	279.65	188.40	116.80	92.08	87.86	83.39	80.00	87.51	91.02	107.41	172.50	348.50	424.83	174.28	135.64	118.98	
30	100.10	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	90.58	

Таблиця 3.20 - Погодинні ціни РДН Угорщини за серпень 2025 року, Євро

Година CET / День місяця	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1	88.15	87.54	86.33	85.36	87.05	87.59	117.46	123.41	108.84	99.78	71.41	65.44	59.88	23.56	40.13	70.63	83.68	110.86	162.79	227.53	207.06	142.04	109.29	89.99	
2	89.02	85.66	87.87	88.51	90.85	100.46	122.67	143.70	145.78	98.29	59.00	57.84	59.02	63.64	72.18	77.70	97.12	116.39	166.68	287.77	244.39	131.21	111.21	108.50	
3	102.63	84.64	81.42	79.92	79.98	96.75	117.81	118.52	105.88	81.24	36.83	8.13	6.20	6.12	10.30	50.75	96.25	151.35	179.99	198.99	171.43	135.41	135.51	109.81	
4	103.47	97.29	90.32	86.00	80.65	97.62	119.54	121.27	109.24	73.13	39.68	9.79	3.20	3.24	12.17	63.72	99.04	127.20	179.84	218.65	242.63	132.98	120.00	108.71	
5	98.49	86.15	83.46	82.64	82.68	84.90	115.57	128.59	122.62	101.64	90.93	88.63	82.04	75.45	74.03	81.17	96.54	128.15	173.01	196.95	169.36	142.34	150.03	112.84	
6	102.53	102.74	102.51	101.69	100.80	101.63	96.88	84.91	98.74	82.58	11.87	-	-	0.02	-	0.88	-	0.99	-	0.01	45.87	121.16	183.06	193.63	179.30
7	86.99	79.67	75.70	78.16	77.70	77.48	76.03	52.21	-	-	0.09	-	4.00	-	20.09	-	40.02	-	33.40	-	42.33	-	19.68	0.21	100.00
8	87.57	87.59	86.72	86.70	88.26	100.28	129.13	146.90	123.93	101.70	89.89	78.74	87.69	82.04	71.40	85.21	103.00	139.82	223.83	417.88	315.98	149.43	180.09	144.43	
9	108.47	105.02	103.64	102.84	103.97	110.95	184.08	286.79	189.00	123.72	103.43	95.57	84.84	84.97	89.21	97.00	109.04	157.70	296.58	384.64	250.29	154.34	144.51	135.73	
10	100.64	96.97	84.88	93.31	84.56	103.11	131.66	212.31	159.99	122.26	114.26	111.49	98.11	93.56	95.09	100.39	114.95	150.48	190.01	276.48	176.59	140.53	112.21	87.75	
11	99.99	81.35	71.96	88.31	100.00	148.78	187.49	175.66	119.58	107.28	78.02	79.48	85.32	80.89	75.88	101.16	153.29	175.61	234.79	238.49	166.32	157.33	161.41	138.59	
12	105.24	98.36	92.89	91.93	84.54	148.02	174.87	172.91	120.29	95.22	61.75	51.38	43.32	50.01	57.01	79.95	97.00	160.01	178.24	222.71	166.92	121.77	118.25	97.83	
13	95.14	79.70	69.89	71.62	79.99	83.65	82.48	80.36	69.70	93.55	13.99	2.37	-	-	-	0.01	67.80	120.44	128.58	143.38	129.24	109.53	100.75	89.74	
14	83.48	74.38	76.02	81.05	88.38	95.58	94.75	98.59	105.99	87.68	61.39	18.08	6.85	-	-	0.01	-	19.96	96.04	126.39	158.10	126.73	92.07	78.78	
15	72.87	44.12	54.91	52.10	56.04	90.42	147.28	157.72	115.01	61.09	11.95	8.76	6.20	8.95	10.81	31.24	86.49	169.44	238.71	309.26	205.51	189.79	162.93	153.75	
16	110.00	105.10	89.99	85.42	87.04	108.49	149.34	133.53	125.01	100.92	84.92	60.78	79.13	71.38	59.84	87.25	120.79	189.36	226.44	364.19	179.00	153.00	136.60	101.59	
17	92.39	85.55	51.00	47.33	59.40	104.00	121.53	116.94	113.49	93.79	68.77	43.65	12.48	8.82	12.27	47.45	85.50	109.96	195.00	240.18	182.45	109.50	103.00	75.30	
18	58.02	49.88	39.17	39.41	50.14	77.37	115.67	117.39	120.67	95.01	89.20	6.21	0.11	-	-	0.35	78.30	132.20	156.71	246.62	155.20	110.00	104.38	89.30	
19	74.09	72.03	71.25	71.01	71.03	91.48	118.80	140.66	117.92	91.50	52.51	13.51	0.99	-	-	-	11.87	78.97	116.15	255.21	409.24	163.58	109.08	101.97	
20	93.09	82.97	79.20	79.08	79.02	84.91	93.34	91.94	79.73	24.91	-	0.04	-	1.45	-	8.67	-	9.91	-	4.37	0.15	30.68	101.85	160.52	170.59
21	55.02	29.52	11.70	12.11	10.02	30.01	4.41	5.23	3.28	-	0.03	-	0.62	-	10.09	-	15.09	-	15.28	-	3.24	-	0.15	6.47	91.94
22	60.27	76.67	73.32	72.82	72.80	87.12	117.22	128.26	129.84	103.37	70.36	10.00	47.29	18.07	50.28	71.63	90.39	127.00	144.65	230.01	147.38	115.35	110.05	94.09	
23	82.83	82.14	81.26	81.12	84.65	101.42	125.81	149.76	158.14	119.29	87.93	93.68	85.26	82.28	80.86	92.07	113.00	156.58	181.25	340.77	188.04	126.34	120.55	99.45	
24	86.75	77.52	76.69	71.70	86.22	117.57	142.09	136.26	119.67	108.71	100.51	88.91	77.07	72.78	84.36	95.38	107.36	160.00	199.25	249.22	149.88	110.17	80.02	77.04	
25	72.58	70.58	66.33	65.31	67.60	80.33	109.28	128.06	124.72	101.96	87.25	118.07	113.00	87.35	87.79	84.30	104.52	121.57	128.31	142.21	123.53	108.96	98.83	81.09	
26	78.48	75.18	73.18	73.25	73.36	81.65	113.98	121.99	125.27	116.99	104.92	101.43	98.95	91.49	91.15	84.79	102.03	112.19	123.90	133.57	119.81	106.21	96.90	89.90	
27	85.05	84.50	84.39	84.31	87.57	91.93	88.84	102.77	107.62	97.77	91.95	80.33	68.17	57.49	50.82	82.15	97.92	112.05	133.44	148.86	126.84	113.15	106.64	100.90	
28	99.88	97.68	93.01	91.89	93.81	84.06	96.44	101.68	95.25	92.34	85.20	38.03	17.11	8.33	13.00	65.27	128.14	167.90	158.23	202.99	173.14	152.05	140.62	97.98	
29	93.87	91.84	91.05	91.36	91.35	101.59	139.03	212.21	159.25	117.39	91.91	87.43	81.18	79.80	87.01	90.76	108.04	167.08	327.44	424.46	174.24	135.45	117.88	106.36	
30	100.67	95.96	97.13	98.06	98.51	111.58	161.41	283.11	209.23	140.32	118.33	100.43	92.20	91.47	94.09	101.23	144.80	202.99	350.06	370.11	192.89	141.91	124.01	107.66	

Для розрахунку прибутковості імпорتنих-експортних операцій слід зазначити які існують супутні додаткові витрати в порівнянні з купівлею ресурсу на внутрішньому ринку. Перше і основне - це вартість перетину, що формується щоденно. Інші витрати регулюються законодавством та контрактами, зі сторони України ми маємо базову ставку митного тарифу у розмірі 2% та ставку акцизу на електроенергію 3,2%. Додатковою витратою також є умови договору постачальника електричної енергії, що враховую в собі вартість послуг європейського контрагента, ці умови гнучкі та можуть набувати будь-якого виду, від відсотку від прибутковості до фіксованої ціни. В нашому випадку вважаємо, що

Фактично, щоб розрахувати «сиру» прибутковість експортної операції слід користуватись формулою:

$$Pe = Cro/hu - Cua - CBD,$$

Де **Pe** - Прибутковість експорту, Євро

Cro/hu - Ціна за 1 МВт розрахункової години, що склалася на РДН Румунії або Угорщини, Євро

Cua - Ціна за 1 МВт розрахункової години, що склалася на РДН України, Євро

CBD - Ціна за право перетину 1 МВт розрахункової години, що склалася в результаті торгів, Євро

Провівши відповідні розрахунки отримаємо результат у вигляді таблиці. В таблицях 3.21-3.22 представлено результати розрахунку прибутковості експорту з України в Румунію та Угорщину відповідно.

Таблиця 3.21 - Прибутковість експорту за напрямом Румунії

		Прибутковість експорту України-Румунія, Євро																							
Година CET / Дено місяця	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1	4,73	49,25	44,82	43,19	21,97	14,30	42,63	44,02	38,46	2,07	23,42	38,16	9,22	28,15	15,20	3,02	7,00	4,35	24,37	47,30	26,65	23,87	8,46	26,18	
2	17,80	32,36	35,11	35,22	44,66	13,22	6,35	33,01	33,78	23,77	6,39	12,16	1,39	2,28	8,78	15,04	10,85	5,72	14,38	85,47	39,28	28,87	12,88	9,76	
3	16,05	17,57	18,78	16,49	23,83	29,46	11,42	9,84	3,54	26,70	11,39	8,15	5,84	3,93	8,49	7,91	3,54	8,91	23,73	16,43	39,92	9,73	4,09	3,72	
4	6,52	4,41	14,49	13,12	3,72	32,37	21,27	30,91	20,98	10,58	12,80	11,72	8,11	11,51	13,74	10,39	17,89	18,08	109,22	38,63	23,11	6,43	8,46	13,94	
5	19,01	24,08	22,10	22,61	0,30	14,06	25,60	10,19	50,08	39,87	69,20	64,42	57,37	49,56	40,13	25,35	8,05	4,17	9,24	34,05	45,89	33,86	33,86	18,96	
6	51,14	53,39	50,78	51,46	49,53	18,24	40,09	45,57	19,85	0,48	5,71	0,55	0,49	1,33	1,46	63,34	85,43	85,50	4,74	0,39	12,41	25,33	8,31	38,37	
7	24,40	24,49	24,49	22,05	22,51	28,72	33,88	52,86	100,66	38,55	23,95	20,45	40,38	33,78	42,36	50,88	49,86	4,18	32,95	14,96	20,97	6,89	32,08	9,40	
8	10,17	20,71	20,05	17,08	10,97	35,39	36,24	13,28	7,51	34,58	34,90	14,96	16,65	15,63	1,13	39,80	36,09	36,68	17,84	205,72	108,48	16,10	19,90	54,84	
9	45,18	53,84	53,38	47,80	46,43	17,92	28,11	55,30	3,76	20,83	27,02	38,51	10,87	10,63	23,05	13,10	28,23	32,77	28,77	155,16	17,67	33,71	10,03	27,86	
10	1,18	5,52	13,48	2,53	13,66	59,31	62,54	0,10	83,69	1,98	19,66	33,33	17,43	16,89	2,36	5,89	5,73	36,99	72,53	25,88	78,61	29,85	21,34	18,25	
11	13,70	21,12	1,52	15,52	25,59	9,39	0,44	20,32	10,88	6,25	1,02	7,77	3,15	27,24	17,96	14,70	34,88	7,96	8,30	20,89	22,65	11,23	27,48	25,67	
12	7,50	19,78	24,15	24,78	22,39	36,39	41,48	42,29	82,02	70,08	70,12	13,40	43,34	35,32	40,58	8,42	16,34	2,87	9,52	32,24	36,49	18,71	7,09	33,48	
13	57,90	45,49	46,38	42,32	43,98	50,68	34,56	42,18	37,03	37,53	66,57	13,43	12,18	16,78	40,84	33,57	12,67	7,11	26,03	33,13	23,91	23,33	56,28	41,14	
14	7,09	19,13	25,88	30,81	28,16	3,06	7,17	32,79	41,94	3,84	7,70	7,54	0,45	0,41	1,07	2,26	30,83	8,44	0,34	14,52	7,72	17,41	27,51	55,53	
15	38,51	30,35	14,34	17,00	44,30	38,76	35,86	24,01	24,61	24,72	21,18	3,79	13,25	22,42	43,93	27,30	10,48	29,85	56,40	1,88	46,67	13,18	18,26	18,26	
16	10,11	2,66	4,80	2,01	14,53	7,05	37,92	46,63	31,15	17,29	1,67	1,87	1,33	2,00	12,07	4,37	1,41	8,19	26,71	13,71	80,19	33,88	19,65	28,10	
17	17,16	36,50	24,48	39,58	31,32	30,96	48,38	42,34	32,74	27,20	22,03	26,57	3,38	20,38	80,53	87,82	15,52	42,78	11,20	12,04	20,50	6,82	3,13	23,47	
18	28,46	5,99	3,87	6,20	28,33	28,30	3,81	15,59	95,70	80,58	43,38	3,24	1,53	1,18	2,18	10,08	2,52	15,64	17,99	53,79	11,31	30,99	15,93	27,64	
19	37,60	23,36	17,50	33,90	2,34	10,57	8,08	21,49	85,05	69,90	2,79	1,50	0,68	0,33	0,33	9,84	58,96	14,30	79,33	148,33	142,54	108,57	70,53	89,24	
20	18,64	10,76	26,85	22,01	2,63	23,21	34,43	15,33	17,89	5,36	6,18	1,57	8,62	10,02	4,79	6,94	12,82	11,09	1,54	27,89	34,14	19,59	9,37	49,34	
21	4,72	33,58	25,66	3,02	3,23	30,16	36,13	37,41	28,91	49,77	12,50	22,54	16,45	13,29	8,33	1,03	10,74	23,22	51,10	62,23	39,87	12,53	1,44	18,42	
22	46,43	30,09	36,47	33,71	52,08	54,74	60,29	34,55	61,98	1,66	40,11	31,05	30,01	25,10	17,06	31,41	81,50	99,15	207,31	84,23	113,36	52,22	53,20	31,40	
23	17,00	21,50	21,33	22,26	16,35	21,48	24,79	5,49	50,86	27,08	23,69	14,49	11,99	17,82	2,80	16,37	28,43	24,30	35,79	47,84	3,22	30,20	23,85	27,63	
24	22,95	31,39	31,11	36,58	18,08	12,08	5,61	31,47	67,82	58,26	5,19	47,20	32,26	65,85	78,17	45,37	209,20	134,09	17,18	48,52	39,08	44,54	32,56	19,03	
25	23,23	33,58	33,66	3,02	3,23	30,16	36,13	37,41	28,91	49,77	12,50	22,54	16,45	13,29	8,33	1,03	10,74	23,22	51,10	62,23	39,87	12,53	1,44	18,42	
26	23,25	17,25	30,58	14,96	30,81	42,10	13,57	17,84	50,39	29,76	73,76	68,66	67,30	54,44	25,08	7,07	10,82	26,80	50,92	50,82	29,87	23,50	20,17	45,37	
27	58,54	45,57	44,33	45,45	46,84	40,70	54,57	24,00	12,84	13,16	48,73	51,12	37,11	3,45	12,43	29,84	15,13	23,35	30,93	33,96	34,59	18,67	21,19	27,28	
28	23,69	13,48	19,38	17,37	6,20	69,06	15,68	9,41	8,66	40,84	30,27	16,58	11,63	14,38	66,61	34,39	17,89	17,81	29,10	20,17	16,52	5,25	15,93	13,15	
29	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	31,01	
30	30,40	75,28	81,14	79,47	44,53	10,63	7,74	82,61	47,88	8,44	12,73	7,68	0,14	7,69	3,26	9,53	0,74	12,19	35,43	31,35	83,60	10,70	13,31	7,59	

Таблиця 3.22 - Прибутковість експорту за напрямом Угорщини

		Прибутковість експорту України-Угорщина, Євро																							
Година сет / Дено місяця	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1	11,37	55,80	44,25	41,08	19,25	15,43	18,38	11,95	31,06	3,87	24,64	28,96	0,35	35,61	22,42	6,70	6,29	4,83	21,06	46,02	28,55	27,40	7,76	25,69	
2	14,35	34,72	36,92	37,20	41,10	19,17	18,54	54,23	46,50	32,53	7,80	13,75	15,59	18,80	14,24	20,52	14,61	3,72	17,11	91,69	50,40	18,36	27,44	25,99	
3	10,86	21,53	18,13	12,61	18,41	3,12	8,67	13,56	23,83	28,37	7,82	8,64	2,97	1,44	7,27	7,12	1,54	19,75	10,06	1,67	29,23	4,80	7,42	2,68	
4	9,19	3,04	7,66	6,79	1,00	13,32	9,07	6,70	26,86	13,51	4,66	12,80	8,61	9,34	15,85	19,12	1,93	17,50	14,29	118,21	26,53	21,33	2,97	9,97	
5	9,85	23,03	17,98	17,16	4,47	35,58	32,26	1,32	31,11	44,00	41,33	48,98	44,23	36,56	28,11	16,68	5,74	3,85	2,80	20,72	35,32	38,62	34,88	14,72	
6	57,28	60,91	37,06	59,88	56,53	66,62	88,36	38,85	18,24	6,85	4,77	0,51	0,50	1,34	1,47	75,43	78,57	79,85	0,22	4,11	10,22	16,99	16,06	0,59	
7	39,42	10,48	6,73	6,21	6,20	6,81	8,13	27,45	84,88	37,33	23,78	20,37	40,30	33,88	42,61	30,79	49,61	0,45	31,40	15,48	20,43	9,02	33,84	3,79	
8	10,28	20,60	9,93	13,19	41,25	50,56	53,90	20,17	6,95	5,65	42,64	18,13	32,39	7,96	0,34	39,00	41,49	32,42	32,01	204,31	114,51	19,89	54,10	63,18	
9	52,33	66,14	64,51	59,67	35,57	25,74	3,32	100,93	8,41	13,96	28,40	33,97	0,47	4,01	23,29	11,66	23,06	18,69	35,22	148,78	14,79	27,57	0,68	41,19	
10	12,53	14,34	4,29	11,65	22,76	46,39	76,27	3,44	43,45	11,03	27,55	39,53	10,45	7,35	2,41	1,61	3,06	23,96	73,55	21,28	75,28	21,39	32,58	24,27	
11	11,51	20,15	2,00	21,05	33,78	86,93	74,12	82,97	49,79	5,80	0,26	7,41	4,49	37,72	21,07	19,06	39,24	25,53	52,19	24,77	2,70	20,69	40,96	35,16	
12	1,06	8,79	12,61	14,15	11,96	28,62	30,97	32,23	83,84	40,28	34,69	9,69	14,95	1,18	5,14	4,28	6,69	5,90	4,84	28,46	15,84	2,90	0,82	18,03	
13	71,63	59,30	62,87	59,04	50,67	48,17	19,49	24,31	27,02	28,63	62,41	10,90	11,99	16,63	40,76	33,47	14,56	6,83	25,79	32,42	22,94	21,30	41,29	40,85	
14	25,93	12,17	6,94	1,91	1,31	22,18	25,99	46,61	38,24	70,22	56,24	16,37	5,54	0,41	1,07	2,26	30,79	6,94	0,61	13,08	7,16	17,25	31,89	59,41	
15	26,67	50,59	32,66	39,77	76,16	26,67	0,61	14,53	9,50	10,55	11,19	0,69	11,84	2,23	11,21	35,34	30,37	19,03	48,82	91,00	16,65	59,23	5,70	32,34	
16	1,30	0,46	10,38	7,62	4,53	11,13	2,63	13,26	21,65	46,31	67,12	34,78	33,48	44,99	19,29	21,90	7,91	4,21	14,45	35,81	35,68	17,65	6,26	17,39	
17	31,67	31,50	27,92	23,86	8,66	20,81	20,86	20,86	20,86	22,15	17,38	17,38	17,38	30,18	82,36	38,33	15,79	13,05	17,05	5,44	11,17	11,17	33,29	22,86	
18	23,74	47,58	11,34	11,33	20,60	47,58	4,33	7,11	10,28	9,38	12,27	0,05	0,34	0,11	10,21	10,21	15,90	15,90	48,82	97,54	11,01	27,99	4,48	11,33	
19	27,26	23,25	16,44	35,05	3,51	9,25	19,23	7,17	34,93	39,75	6,00	4,45	0,54	0,43	3,33	9,74	67,83	1,99	88,82	277,13	129,08	102,54	59,34	79,20	
20	19,80	31,51	34,18	9,16	0,71	26,97	23,27	16,67	5,56	1,28	0,37	1,78	8,84	10,18	4,84	0,94	13,27	13,34	0,71	21,76	29,95	15,82	8,39	48,27	
21	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	22,51	
22	33,04	16,72	23,24	20,37	55,36	59,80	48,51	36,67	39,14	32,72	13,87	4,06	4,45	22,14	12,27	21,55	69,98	86,43	194,29	99,83	127,24	69,02	61,87	50,71	
23	29,81	21,97	21,65	22,58	19,26	33,74	36,67	7,02	30,86	26,40	27,83	36,67	16,96	0,03	0,16	16,78	36,18	34,81	47,86	9,44	24,31	40,25	29,36	27,34	
24	29,35	30,01	27,84	22,58	20,19	17,81	20,39	27,01	71,84	41,49	8,63	16,34	23,97	35,16	35,51	35,11	214,43	155,88	25,86	7,64	20,00	80,49	4,92	6,33	
25	13,98	12,33	4,32	16,19	4,28	45,86	51,28	47,63	45,08	16,74	15,02	16,69	17,48	20,13	16,57	32,71	24,66	27,68	27,68	10,07	13,68	37,89	37,89	37,89	
26	41,25	45,85	26,58	30,97	46,83	39,04	28,20	2,62	18,67	15,82	43,13	30,22	45,78	29,61	10,91	3,88	9,99	33,70	51,62	62,34	45,99	29,82	20,17	34,58	
27	48,67	36,10	34,62	35,78	37,30	31,88	35,90	11,45	12,33	57,39	36,63	40,46	27,22	4,01	4,64	19,50	22,28	32,50	59,60	54,88	55,93	40,77	41,82	20,38	
28	35,43	23,18	28,29	29,53	23,05	18,20	20,13	13,86	12,17	9,98	22,52	15,82	14,41	21,99	76,99	50,68	22,20	21,59	32,79	19,34	34,53	7,92	7,92	14,79	
29	52,29	27,17	20,82	20,82	21,21	2,84	21,21	2,84	21,21	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	4,68	
30	39,97	82,37	86,66	84,47	66,78	12,82	16,51	10,00	33,96	14,95	8,03	3,45	3,68	11,80	4,62	10,65	4,22	1,88	54,94	57,66	84,83	8,55	16,58	6,92	

Pi = Cua - Cro/hu*(1+3,2%+2%) - CBD, де:

Pi - Прибутковість імпорту, Євро

Cro/hu - Ціна за 1 МВт розрахункової години, що склалася на РДН Румунії або Угорщини, Євро

Cua - Ціна за 1 МВт розрахункової години, що склалася на РДН України, Євро

CBD - Ціна за право перетину 1 МВт розрахункової години, що склалася в результаті торгів, Євро

Отримані результати також представляємо у вигляді таблиці. В таблицях 3.23-3.24 представлено результати розрахунку прибутковості імпорту в Україну з Румунії та Угорщини відповідно.

Таблиця 3.23 - Прибутковість імпорту за напрямом Румунії

		Прибутковість імпорту Румунія-Україна з врахування акциза та мита 5,2%, Євро																							
Година CET / день місяця	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1	-35,71	-80,18	-83,59	-76,56	-54,87	-23,23	-5,41	1,27	-6,17	-44,13	-49,43	-81,00	-25,14	15,48	-0,75	11,90	-17,98	-38,62	-62,52	-49,50	-53,89	-18,12	-31,56		
2	-58,33	-79,82	-82,49	-82,83	-85,98	-27,48	-25,77	-58,86	-3,75	-19,40	-36,79	-30,45	-34,67	-35,25	-19,46	-2,81	-27,06	-116,36	-68,32	-5,41	-33,98	-31,24			
3	-66,61	-78,14	-74,77	-69,02	-73,16	-18,56	-6,01	-36,06	-51,02	-75,09	-37,49	-7,81	-5,68	-5,59	-0,18	-21,39	-8,62	-22,22	-6,14	-10,17	-18,22	-2,15	-22,82	-21,97	
4	-62,70	-69,08	-55,11	-54,88	-64,08	-12,80	-10,02	-34,66	-71,01	-70,08	-40,72	-5,99	-2,53	-2,43	-27,56	-37,09	-4,39	-2,50	-0,04	-137,76	-64,01	-5,55	-16,24	-34,14	
5	-70,64	-83,21	-78,09	-77,14	-55,76	-20,86	-5,39	-41,88	-91,44	-104,93	-84,94	-89,01	-85,93	-77,49	-69,01	-54,59	-10,98	-11,89	-0,47	-4,02	-19,32	-46,18	-58,96	-3,84	
6	-1,29	-12,75	-24,97	-11,85	-9,82	-2,85	-24,89	-25,25	-26,48	-30,78	-13,32	-1,84	-3,27	-2,39	-1,75	-58,57	-83,04	-68,26	-9,92	-22,86	-8,07	-0,23	-14,57	-18,54	
7	-8,63	-7,21	-7,01	-9,58	-9,10	-7,27	-12,04	-17,18	-47,88	-19,35	-22,11	-12,34	-33,31	-47,38	-39,89	-24,19	-19,99	-30,95	-11,66	-5,48	-2,55	-30,22	-41,90	-15,97	
8	-10,27	-40,56	-39,87	-36,80	-8,83	-10,16	-7,35	-11,32	-35,13	-76,81	-80,04	-52,00	-45,79	-45,66	-44,66	-7,40	-15,32	-22,41	-43,40	-238,33	-139,70	-32,58	-65,45	-76,92	
9	-80,89	-104,47	-102,89	-88,13	-76,91	-12,83	-36,62	-88,53	-37,52	-100,18	-98,20	-102,27	-73,15	-45,89	-22,00	-0,85	-15,08	-14,39	-37,52	-184,58	-36,91	-6,66	-35,29	-65,61	
10	-62,02	-39,71	-78,28	-62,59	-51,22	-6,00	-5,78	-78,34	-28,58	-113,34	-142,59	-138,97	-122,48	-55,74	-29,08	-19,14	-8,47	-20,45	-54,07	-59,19	-44,55	-14,95	-4,50		
11	-50,96	-43,15	-65,33	-79,91	-90,42	-76,29	-67,71	-89,00	-56,09	-72,05	-74,28	-81,05	-69,20	-44,88	-26,14	-23,96	-30,44	-33,30	-48,32	-32,02	-12,89	-24,50	-60,25	-37,42	
12	-62,60	-60,49	-49,30	-48,60	-51,12	-35,85	-32,22	-31,38	-10,63	-0,12	-1,98	-43,23	-0,89	-9,34	-2,60	-15,43	-24,20	-12,84	-1,13	-47,50	-7,76	-2,78	-28,09	-1,64	
13	-1,10	-12,68	-8,59	-12,45	-21,21	-0,36	-11,47	-2,84	-2,62	-35,74	-0,15	-44,13	-40,58	-34,57	-2,83	-11,28	-1,63	-7,18	-11,26	-17,52	-8,79	-13,83	-24,84	-22,41	
14	-37,68	-30,09	-54,93	-60,19	-57,07	-36,81	-40,94	-69,87	-2,59	-42,66	-49,57	-40,20	-40,79	-40,13	-22,84	-15,94	-6,78	-19,11	-36,67	-5,99	-3,37	-11,45	-46,69		
15	-9,78	-2,62	-13,85	-10,77	-16,39	-9,27	-7,38	-21,88	-17,41	-56,45	-45,45	-59,88	-9,89	-8,11	-0,01	-8,99	-27,79	-18,01	-20,79	-42,88	-75,11	-11,87	-58,39	-30,19	
16	-27,71	-35,08	-41,60	-38,56	-22,06	-14,75	-14,80	-1,70	-5,73	-45,89	-36,77	-38,88	-4,19	-2,99	-17,51	-10,09	-12,20	-9,74	-6,01	-34,33	-49,86	-10,59	-12,17	-6,82	
17	-15,54	-5,11	-6,25	-9,06	-0,21	-2,17	-14,03	-7,26	-21,78	-6,16	-44,27	-44,32	-5,60	-14,43	-73,84	-62,85	-5,26	-28,85	-4,33	-31,12	-7,02	-20,66	-18,23	-13,50	
18	-0,39	-24,67	-30,87	-20,91	-0,23	-0,79	-6,65	-3,15	-78,67	-71,04	-39,39	-4,09	-2,55	-13,59	-11,08	-17,32	-33,90	-6,43	-76,41	-0,27	-18,67	-17,69	-1,01		
19	-6,87	-5,81	-13,28	-46,56	-33,09	-21,32	-25,35	-13,20	-39,16	-15,48	-41,88	-45,15	-8,82	-3,36	-1,78	-11,93	-72,37	-10,32	-102,80	-204,47	-128,98	-92,42	-58,03	-58,00	
20	-13,94	-40,22	-9,29	-52,59	-31,95	-6,43	-8,44	-20,04	-37,11	-27,75	-18,80	-11,94	-3,01	-8,88	-0,61	-7,83	-1,89	-1,08	-12,93	-11,85	-17,16	-5,51	-1,01	-44,42	
21	-32,65	-34,91	-44,78	-40,05	-67,41	-50,37	-51,44	-44,91	-10,47	-30,84	-30,40	-20,36	-15,37	-10,77	-0,54	-0,78	-33,94	-11,07	-18,18	-23,44	-7,27	-18,32	-33,70	-26,72	
22	-0,63	-15,53	-8,44	-11,15	-7,36	-9,34	-13,28	-2,55	-35,13	-30,60	-5,20	-2,66	-0,14	-5,27	-8,82	-13,55	-34,73	-51,50	-189,46	-51,60	-94,80	-35,29	-28,57	-18,06	
23	-7,29	-2,29	-3,29	-0,13	-3,00	-10,97	-13,04	-32,37	-19,37	-2,21	-8,81	-8,20	-6,68	-2,90	-15,58	-12,04	-11,74	-1,37	-13,54	-76,00	-27,54	-10,12	-5,31	-13,35	
24	-5,77	-6,69	-6,44	-12,18	-6,96	-24,32	-14,19	-1,88	-37,53	-50,23	-10,16	-37,34	-42,52	-56,97	-63,88	-13,38	-191,77	-106,00	-0,14	-9,49	-22,92	-7,34	-3,47	-6,82	
25	-27,16	-64,11	-46,37	-34,31	-22,86	-0,90	-5,36	-5,49	-2,82	-24,97	-11,59	-31,84	-23,65	-27,73	-18,17	-37,03	-26,76	-2,40	-30,62	-35,85	-19,26	-5,47	-12,86	-14,03	
26	-5,03	-12,89	-19,44	-15,05	-0,69	-13,80	-1,93	-9,28	-51,15	-65,52	-69,08	-64,79	-68,63	-59,84	-23,98	-4,76	-10,88	-18,49	-27,58	-11,66	-10,30	-9,66	-20,50		
27	-2,04	-10,91	-12,14	-11,03	-10,39	-6,54	-5,43	-24,69	-44,11	-49,21	-54,19	-82,52	-69,68	-62,32	-31,58	-49,13	-11,32	-0,94	-9,38	-10,04	-10,08	-2,70	-1,67	-6,13	
28	-0,93	-0,77	-5,26	-4,22	-10,38	-5,04	-18,91	-23,43	-31,37	-65,09	-62,60	-13,28	-6,14	-2,54	-47,34	-2,04	-21,68	-50,13	-6,93	-20,28	-25,74	-44,80	-44,16	-1,18	
29	-0,74	-13,78	-17,42	-13,31	-17,75	-13,24	-39,87	-147,21	-58,79	-19,00	-3,57	-10,36	-2,55	-3,98	-18,26	-20,38	-64,35	-36,37	-57,08	-138,98	-15,02	-19,03	-25,08	-11,16	
30	-47,64	-92,28	-96,88	-95,09	-83,98	-32,42	-30,83	-136,44	-76,78	-1,04	-20,93	-14,99	-6,33	-1,89	-8,44	-3,23	-10,39	-25,23	-80,95	-77,47	-70,49	-0,83	-25,97	-12,62	

Таблиця 3.24 - Прибутковість імпорту за напрямом Угорщини

		Прибутковість імпорту Угорщина-Україна з врахування акциза та мита 5,2%, Євро																							
Година CET / день місяця	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	
1	-46,85	-85,11	-84,22	-81,15	-53,83	-22,02	-3,03	1,10	-5,65	-43,24	-84,68	-60,32	-23,57	-14,33	-0,38	-11,52	-0,74	-4,44	-33,02	-63,35	-43,82	-87,19	-21,12	-35,79	
2	-58,31	-79,84	-82,59	-84,21	-85,30	-28,35	-26,58	-63,36	-80,23	-77,79	-53,84	-59,90	-53,86	-49,88	-35,14	-35,72	-19,86	-2,63	-26,06	-112,44	-70,61	-3,66	-33,27	-31,65	
3	-66,28	-78,73	-75,56	-69,58	-73,80	-18,42	-6,81	-36,87	-51,85	-75,56	-37,90	-7,78	-5,63	-5,54	-0,49	-18,12	-7,18	-28,85	-1,36	-10,88	-17,61	-10,28	-29,97	-23,39	
4	-69,00	-69,18	-57,44	-57,30	-64,69	-12,97	-10,42	-35,23	-71,47	-70,24	-40,92	-5,60	-2,54	-2,58	-27,78	-37,65	-6,24	-2,61	-0,50	-140,03	-64,40	-3,93	-21,55	-19,03	
5	-70,57	-85,11	-77,87	-77,01	-55,93	-21,24	-5,75	-42,20	-94,77	-104,96	-84,75	-80,79	-85,31	-77,51	-68,78	-54,39	-10,76	-10,91	-6,40	-0,35	-16,26	-46,47	-62,69	-1,55	
6	-9,05	-12,43	-14,27	-11,41	-9,31	-3,33	-24,30	-34,84	-27,67	-51,22	-14,05	-2,36	-4,24	-6,79	-4,74	-60,85	-68,11	-67,82	-10,19	-15,25	-2,28	-5,46	-17,12	-17,07	
7	-7,90	-7,39	-7,13	-9,74	-9,25	-4,72	-6,05	-10,74	-42,66	-7,35	-1,32	-3,66	-12,31	-26,38	-14,74	-15,08	-26,00	-22,26	-15,24	-0,24	-3,98	-24,45	-41,13	-13,60	
8	-9,26	-40,15	-39,44	-36,32	-8,34	-10,34	-7,08	-12,07	-35,19	-77,71	-91,88	-84,40	-72,73	-66,35	-44,45	-7,78	-15,92	-22,85	-46,97	-240,86	-141,47	-32,97	-77,13	-85,68	
9	-80,97	-104,93	-103,23	-98,35	-77,25	-13,36	-57,89	-160,83	-84,90	-97,39	-89,84	-93,71	-96,43	-45,59	-21,40	-1,32	-15,77	-10,17	-71,07	-187,30	-45,81	-3,35	-40,17	-68,42	
10	-62,58	-60,58	-79,10	-63,19	-52,04	-6,97	-4,43	-80,42	-33,87	-135,41	-161,84	-178,93	-142,77	-58,99	-27,76	-18,62	-9,13	-15,49	-27,82	-62,98	-42,08	-9,68	-8,26	-13,81	
11	-53,22	-44,16	-65,82	-85,69	-99,03	-94,32	-83,83	-103,11	-56,34	-71,43	-73,83	-81,59	-69,99	-44,82	-25,33	-24,68	-47,55	-39,68	-68,40	-38,17	-17,03	-30,64	-74,41	-67,37	
12	-71,84	-83,30	-58,15	-57,55	-59,87	-46,01	-41,18	-38,79	-12,34	-0,63	-1,40	-44,76	-2,30	-9,34	-0,55	-9,47	-2,95	-12,92	-5,12	-41,22	-6,83	-3,67	-31,29	-2,11	
13	-1,85	-13,27	-9,24	-13,16	-21,92	-6,62	-10,43	-7,04	-11,77	-45,90	-10,30	-34,13	-80,59	-44,57	-6,30	-25,27	-10,39	-0,64	-17,79	-58,56	-15,05	-15,10	-28,00	-21,64	
14	-36,90	-50,18	-39,31	-60,80	-64,40	-41,18	-40,38	-65,40	-139,20	-133,78	-113,33	-69,81	-59,00	-30,13	-13,84	-23,69	-3,13	-8,53	-22,87	-0,70	-10,79	-13,31	-49,48		
15	-4,13	-1,52	-16,98	-13,80	-12,36	-3,97	-6,43	-10,74	-42,66	-7,35	-1,32	-3,66	-12,31	-26,38	-14,74	-15,08	-26,00	-22,26	-15,24	-0,24	-3,98	-24,45	-41,13	-13,60	
16	-29,30	-35,37	-43,63	-38,69	-22,06	-14,75	-14,80	-6,03	-50,44	-133,78	-133,78	-123,85	-85,37	-69,79	-30,13	-28,10	-16,31	-17,83	-11,42	-75,87	-37,89	-3,85	-19,80	-6,81	
17	-19,18	-5,14	-6,22	-8,99	-0,61	-8,90	-12,46	-7,61	-21,82	-5,78	-43,91	-43,91	-2,82	-18,97	-79,72	-62,74	-7,01	-35,48	-11,29	-35,99	-51,19	-11,00	-18,00	-12,35	
18	-0,25	-2,47	-31,06	-20,91	-0,80	-6,03	-10,88	-8,79	-17,83	-59,89	-31,60	-68,83	-1,03	-0,96	-3,45	-3,84	-22,26	-22,27	-35,85	-55,56	-39,99	-20,07	-16,75	-17,07	
19	-5,86	-5,86	-33,27	-33,27	-21,55	-25,67	-15,80	-37,27	-15,80	-37,27	-15,80	-37,27	-15,80	-37,27	-15,80	-37,27	-15,80	-37,27	-15,80	-37,27	-15,80	-37,27	-15,80	-37,27	
20	-15,52	-39,89	-9,02	-52,30	-31,60	-6,13	-5,27	-17,61	-27,35	-14,32	-14,33	-1,04	-3,78	-4,38	-1,01	-5,12	-1,35	-4,95	-12,56	-7,89	-15,31	-4,42	-7,16	-46,00	
21	-28,59	-19,68	-48,15	-17,79	-66,85	-48,00	-53,44	-43,60	-14,12	-36,78	-50,14	-40,18	-34,92	-6,28	-1,38	-0,16	-39,94	-6,63	-19,99	-24,46	-5,54	-18,87	-32,75	-25,37	
22	-0,36	-15,75	-9,06	-11,88	-6,37	-6,39	-12,13	-1,72	-26,28	-76,91	-76,91	-12,81	-52,04	-14,95	-52,07	-13,92	-35,50	-50,97	-177,79	-47,70	-86,43	-28,48	-27,66	-17,55	
23	-4,43	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	-3,25	
24	-5,76	-8,91	-5,09	-11,92	-3,17	-7,18	-5,88	-6,46	-17,91	-10,21	-51,47	-42,04	-26,81	-3,82	-20,61	-11,48	-11,48	-11,48	-11,48	-11,48	-11,48	-11,48	-11,48	-11,48	
25	-24,47	-61,44	-44,72	-33,09	-21,26	-0,55	-1,99	-6,01	-0,22	-28,87	-64,38	-114,25	-104,74	-36,73	-39,72	-31,95	-23,72	-1,47	-33,01	-41,32	-22,39	-2,26	-10,34	-14,78	
26	-5,02	-12,44	-13,44	-15,04	-15,89	-12,66	-1,95	-6,49	-0,22	-66,48	-66,48	-104,85	-104,85	-71,75	-41,23	-31,95	-23,72	-1,47	-33,01	-41,32	-22,39	-2,26	-10,34	-14,78	
27	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61	-1,61		
28	-0,71	-8,83	-5,49	-6,16	-10,78	-5,08	-17,17	-25,49	-31,34	-66,22	-63,20	-13,22	-6,12	-2,66	-4,05	-4,05	-4,05	-4,05	-4,05	-4,05	-4,05	-4,05	-4,05	-4,05	
29	-0,97	-13,51	-17,15	-13,01	-17,47	-12,95	-3,35	-20,49	-29,17	-18,62	-3,41	-10,12	-2,77	-4,22	-18,57	-20,65	-18,48	-42,19	-34,52	-137,54	-15,10	-17,84	-24,70	-13,15	

Отримавши дані щодо прибутковості імпортних-експортних операцій за напрямками Україна-Румунія та Україна-Угорщина за серпень 2025 року слід знайти середнє значення, яке фактично відображає прибутковість при постачанні базового навантаження протягом заданого періоду. Результат представимо у євро та у відсотковому відношенні до середньої вартості електроенергії протягом місяця. Середня прибутковість напрямку Румунії та Угорщини зображено в таблицях 3.25 та 3.26 відповідно.

Таблиця 3.25 - Середня прибутковість напрямку Румунії

Середня прибутковість Румунія	Євро	%
Імпорт	-19,00	-19,58%
Експорт	-12,07	-12,44%

Таблиця 3.26 - Середня прибутковість напрямку Угорщини

Середня прибутковість Угорщина	Євро	%
Імпорт	-23,85	-23,40%
Експорт	-7,96	-7,81%

Фактично отримані результати показують, що такий підхід зворотно-протилежний бажаному результату. Тож для ефективного проведення операцій слід обирати бажані розрахункові періоди точково. Для цього слід розглядати тенденції в розрізі кожної розрахункової години, що є мінімальним періодом постачання на сьогодні. В майбутньому це може змінитись, так як ЄС перейшов на 15-хвилинні інтервали у ринку «на добу наперед» 30.09.2025 для поставки з 01.10.2025 в рамках Single Day-Ahead Coupling. Це означає, що ціни в DAM тепер розраховуються щоквартгодини, що краще відображає попит і генерацію та узгоджує DAM із 15-хвилинною роздрібною в інших сегментах.

Підрахуємо кількість та частку прибуткових годин за даний період. Також розрахуємо їх середнє значення з часткою від середньої вартості електричної енергії за місяць. Отримані результати представимо у вигляді таблиць.

Таблиця 3.27 - Прибуткові години за напрямом Румунія-Україна

Румунія	Кількість	Частка
Прибуткові	207	28,75%
Збиткові	513	71,25%
Середнє значення	Євро	Частка
Прибуткові	21,93	22,60%
Збиткові	- 35,52	-36,60%

Таблиця 3.28 - Прибуткові години за напрямом Угорщина-Україна

Угорщина	Кількість	Частка
Прибуткові	200	27,78%
Збиткові	520	72,22%
Середнє значення	Євро	Частка
Прибуткові	20,08	19,70%
Збиткові	- 40,75	-39,97%

Таблиця 3.29 - Прибуткові години за напрямом Україна-Румунія

Румунія	Кількість	Частка
Прибуткові	224	31,11%
Збиткові	496	68,89%
Середнє значення	Євро	Частка
Прибуткові	26,72	27,53%
Збиткові	- 29,59	-30,49%

Таблиця 3.30 - Прибуткові години за напрямом Україна-Угорщина

Угорщина	Кількість	Частка
Прибуткові	263	36,53%
Збиткові	457	63,47%
Середнє значення	Євро	Частка
Прибуткові	28,69	28,15%
Збиткові	- 29,06	-28,36%

Таблиці 3.27-3.30 інформують про прибуткові години згідно напрямків. Бачимо, що частка збиткових операцій в погодинних інтервалах значно перевищує прибутковість, що вказує на потребу в якісному підході до таких операцій. Також на це вказує відсоток прибутковості або збитковості таких операцій, фактично ціна помилки майже 1 до 2 успішних операцій.

Прорахуємо у кількісному та відсотковому відношенні в погодинному варіанті статистику щодо прохідності операції.

Таблиця 3.31 - Розрахункові дані щодо кількості та частки економічно доцільної імпоротної операції за напрямом Румунія-Україна у відповідних розрахункових годинах за серпень 2025 року

Румунія	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Кількість	10	4	2	3	6	9	10	10	12	6	4	3	4	10	8	11	12	10	12	9	18	15	7	12
Частка, %	33.33%	13.33%	6.67%	10.00%	20.00%	30.00%	33.33%	33.33%	40.00%	20.00%	13.33%	10.00%	13.33%	33.33%	26.67%	36.67%	40.00%	33.33%	40.00%	30.00%	60.00%	50.00%	23.33%	40.00%

Таблиця 3.32 - Розрахункові дані щодо кількості та частки економічно доцільної імпоротної операції за напрямом Угорщина-Україна у відповідних розрахункових годинах за серпень 2025 року

Угорщина	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Кількість	10	4	2	3	5	9	10	10	6	2	1	0	5	8	10	13	16	14	11	8	18	16	7	12
Частка, %	33.33%	13.33%	6.67%	10.00%	16.67%	30.00%	33.33%	33.33%	20.00%	6.67%	3.33%	0.00%	16.67%	26.67%	33.33%	43.33%	53.33%	46.67%	36.67%	26.67%	60.00%	53.33%	23.33%	40.00%

Таблиця 3.33 - Розрахункові дані щодо кількості та частки економічно доцільної імпоротної операція за напрямом Україна-Румунія у відповідних розрахункових годинах за серпень 2025 року

Румунія	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Кількість	8	10	13	13	9	5	3	10	9	13	15	14	9	6	9	11	5	7	10	15	4	6	11	9
Частка, %	26,67%	33,33%	43,33%	43,33%	30,00%	16,67%	10,00%	33,33%	30,00%	43,33%	50,00%	46,67%	30,00%	20,00%	30,00%	36,67%	16,67%	23,33%	33,33%	50,00%	13,33%	20,00%	36,67%	30,00%

Таблиця 3.34 - Розрахункові дані щодо кількості та частки економічно доцільної імпоротної операція за напрямом Україна-Угорщина у відповідних розрахункових годинах за серпень 2025 року

Угорщина	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Кількість	8	10	10	10	9	4	8	11	16	16	19	18	14	10	10	9	6	11	10	17	7	7	11	12
Частка, %	26,67%	33,33%	33,33%	33,33%	30,00%	13,33%	26,67%	36,67%	53,33%	53,33%	63,33%	60,00%	46,67%	33,33%	33,33%	30,00%	20,00%	36,67%	33,33%	56,67%	23,33%	23,33%	36,67%	40,00%

В таблиця 3.31-3.34 зображено дані щодо кількості та частки економічно доцільних операцій за напрямками. Представимо отримані дані у вигляді графіків для візуалізації тенденцій. На рисунку 3.13 та 3.14 видно частки прибуткових годин за імпортом-експортом за напрямками Україна-Румунія та Україна-Угорщина.

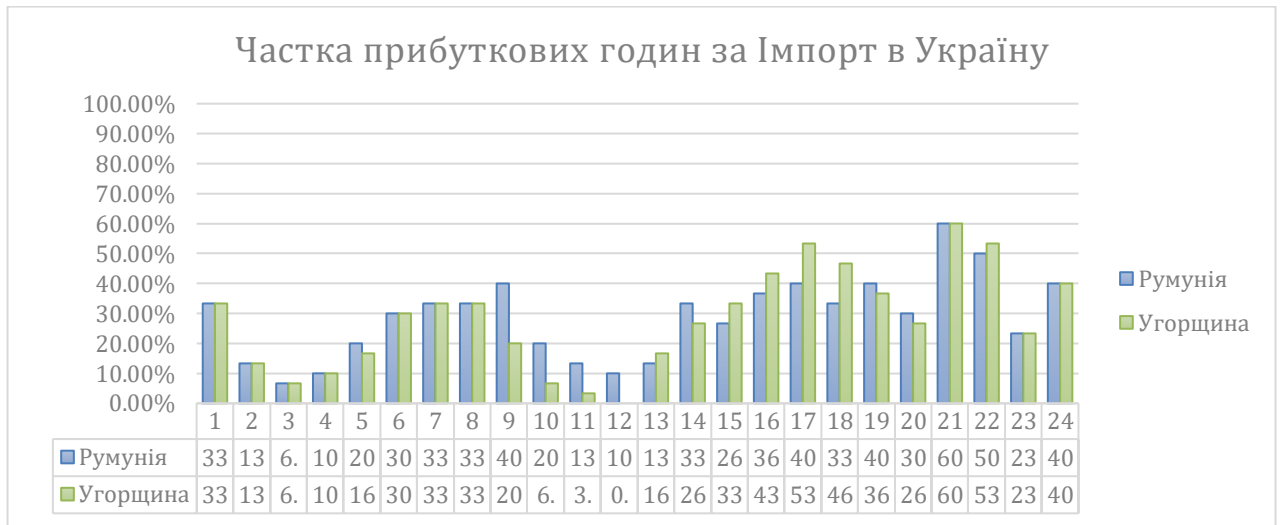


Рисунок 3.13 - Частка прибуткових годин за імпорт в Україну за серпень 2025 року

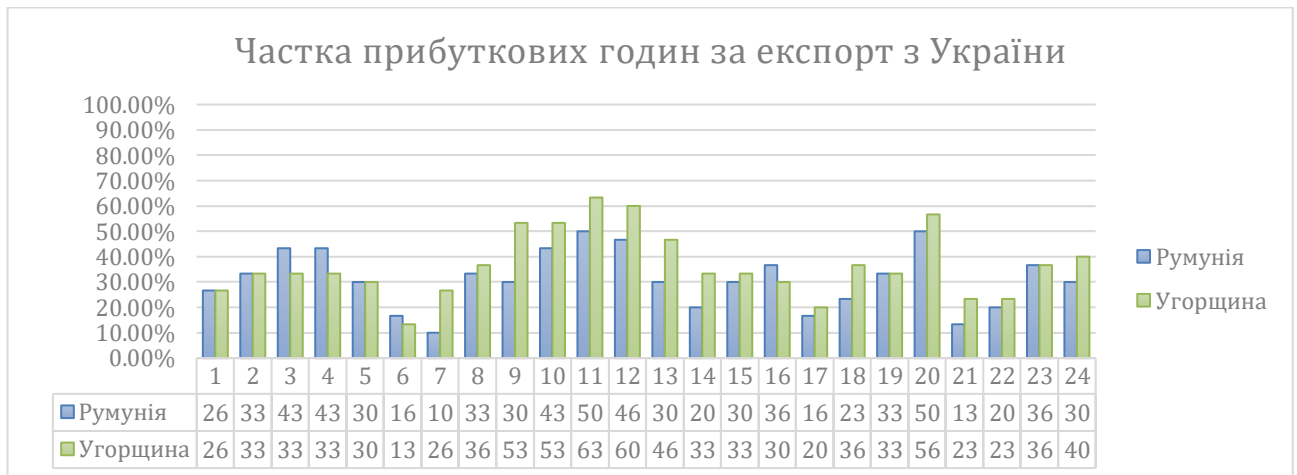


Рисунок 3.14 - Частка прибуткових годин за експорт з України за серпень 2025 року

На отриманих графіках чітко прослідковуємо ситуацію, що склалась у серпні 2025 року. Взявши за мінімальний показник 30% як ознаку активно-прибуткової години, адже при ефективній стратегії цього показника більш ніж достатньо, щоб вважати цю годину «успішною», робимо висновок, що за операції з імпорту такими годинами є: 1, 6-9, 14-19, 21-22,24. За результатами експорту відповідно: 2-5, 8-13, 19-20, 23-24. Є систематично вигідні години,

наприклад, у раз імпорту 21-22 з відсотком влучання 60%. За окремим напрямком бачимо і протилежний результат - імпортувати 12 годину з Угорщини за серпень 2025 року не було економічно доцільно жодного разу з відсотком влучання 0%.

В цілому, було детально проаналізовано імпортні-експортні операції за напрямками Румунії та Угорщини за серпень 2025. Показано тенденції економічної доцільності залучення імпорту або експорту. Даний підхід є одним з безлічі варіантів та частиною всього механізму, що ставить на меті підвищення ефективності учасників ринку електричної енергії України у співпраці з країнами-сусідками. На шляху до повноцінного приєднання ОЕС України до системи ЄС без занурення у аналітику та прорахунки подальших сценаріїв операцій з імпортним/експортним ресурсом, учасники ринку не зможуть максимально ефективно працювати на світовій арені.

3.3 Моделювання енергетичного портфелю постачальника

Мета цього підпункту - задати практичну рамку, у якій портфель закупівель працює не лише на мінімізацію середньої ціни, а й на досягнення конкретних регуляторних цілей. У наших умовах такою ключовою метою є відповідність вимогам постанови КМУ № 1127 щодо невідключення споживача за наявності погодинної частки імпортової електричної енергії на рівні 60% у кожному розрахункову годину.

Маємо умови задачі, в яких чітко вказано, що забезпечення має бути стабільним погодинно, не менше 60%. Розглядаємо план-мінімум у розмірі рівно 60%. Для цього змодельуємо типовий графік споживання підприємства, що зацікавлене у гарантованому безперебійному постачанні електричної енергії. Рисунок 3.15 відображає середнє добове погодинне споживання підприємства.



Рисунок 3.15 - Графік погодинного споживання

Для подальшого розрахунку потрібно розрахувати середню прибутковість імпортних операцій. Для цього знайдемо середнє значення прибутковості з минулих розрахунків, погодинно. Представимо результат у таблиці.

Таблиця 3.35 - Середнє погодинне значення прибутковості, євро

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23,00	35,67	35,81	36,87	29,09	10,44	9,43	29,48	24,48	45,23	49,02	46,80
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
-	-	-9,70	-5,22	7,73	2,68	-	-	2,93	-4,75	-	-
31,48	18,39					8,32	50,03			17,80	-6,52

В таблиці 3.35 надане середнє погодинне значення прибутковості годин в євро на імпорт в Україну. Розрахуємо середньозважений збиток за 1МВт в євро. Отриманий результат дорівнює -14,57 Євро. При фактичному забезпеченні імпорту також слід враховувати додаткові в порівнянні з внутрішнім ресурсом витрати - в нашому випадку це плата постачальника за послуги. Прийнемо 7 Євро як середню на ринку плату. В результаті отримаємо 21,57 Євро/МВт*Год додаткової сплати. В нашій моделі кінцевого споживача цікавить 60% від обсягу, тож щоб розрахувати остаточну переплату за 1МВт слід знайти 60% від переплати. Фінальна плата за «невідключення» становить 12,94 Євро/МВт*Год.

Позначивши доплату за безперебійне постачання електричної енергії P , та позначивши сукупний дохід з товару, що виробляється за рахунок споживання 1 МВт*год D , буде доцільним використання принципу, якщо $P < D$, то включати імпорт у розмірі 60% від погодинного споживання у свій енергетичний портфель задля невідключення є економічно-доцільним.

Отриманий результат є вибіркоvim, при його розрахунку слід досконало вивчати всі фактори, починаючи від умов контрактів та закінчуючи актуальністю даних. В нашій реальності ситуація змінюється щодня, якщо не погодинно. Але даний підхід дозволяю кінцевому споживачу приймати рішення, щодо доцільності безперебійної роботи, адже не завжди, наприклад, при мінімальній маржинальності товару та великій частці ціни на електричну енергію в його собівартості, це економічно обґрунтовано.

Висновки до розділу 3

1) На основі фактичних даних про розподіл міждержавних перетинів за третій квартал 2025 року проведено оцінку практичної доцільності імпортно-експортних операцій. Аналіз завантаження перетинів, структури переможців аукціонів і динаміки цін показав, що наявні можливості використовуються нерівномірно, а можливості для імпорту часто обмежуються не лише технічними, а й економічними чинниками. Порівняння індикативних цін на зовнішніх ринках із внутрішніми цінами РДН дозволило виявити періоди, у яких імпорт формує реальну економічну доцільність для внутрішнього ринку, а також інтервали, коли його застосування є недоцільним.

2) Моделювання енергетичного портфеля постачальника з урахуванням імпоротної складової підтвердило, що грамотне поєднання внутрішніх закупівель і зовнішніх поставок здатне зменшити середньозважену вартість ресурсу та одночасно підвищити надійність виконання зобов'язань перед споживачами. Показано, що ключовим фактором ефективності є узгодження обсягів імпорту з профілем споживання, доступною пропускнуою спроможністю та очікуваною волатильністю цін на різних сегментах ринку. Отримані результати створюють

практичне підґрунтя для використання імпорту як елементу портфельної стратегії, а не лише як надзвичайного інструменту покриття дефіциту.

4 СТВОРЕННЯ АГЕНТА НА РИНКУ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ З ІМПОРТНИХ ОПЕРАЦІЙ

4.1 Опис ідеї стартапу

Базова ідея стартапу полягає у створенні спеціалізованого трейдера, який виступає в ролі «агента» для учасників ринку, що бажають здійснювати комерційний імпорт електричної енергії в Україну, але не мають власної інфраструктури, компетенцій або часу для проходження всього ланцюжка процедур. Такий агентний трейдер функціонує як підрозділ уже існуючої компанії з позитивною репутацією серед європейських контрагентів, що значно спрощує вихід на ринок ЄС і полегшує укладання рамкових договорів із постачальниками електроенергії на стороні Європи.

Стартап орієнтується на те, щоб перетворити складний і багатокроковий процес організації імпорту в «сервіс під ключ» для українських постачальників, трейдерів і великих споживачів. Агент бере на себе повний комплекс дій: від підписання контрактів із європейськими контрагентами, реєстрації й акредитації на аукціонних платформах ЕАР і ЈАО, організації участі в аукціонах на міждержавний перетин, формування й подання заявок на ринок «на добу наперед» до обміну даними з НЕК «Укренерго» та подання інформації на митні органи.

Для місцевих учасників ринку модель взаємодії з агентом максимально спрощена й прозора. Вони укладають один договір із агентом, у якому чітко прописані правила формування ціни, структура витрат та фіксована плата за послуги - 3 євро за 1 МВт*год імпортованого або експортованого ресурсу. Усі інші елементи - конфігурація портфеля, рознесення обсягів по аукціонах, облік податків, митних платежів, небалансів і взаємодія з європейськими контрагентами - залишаються «під капотом» і адмініструються агентом. На рисунку 4.1 зображено схему взаємодії агента з іншими учасниками ринку.

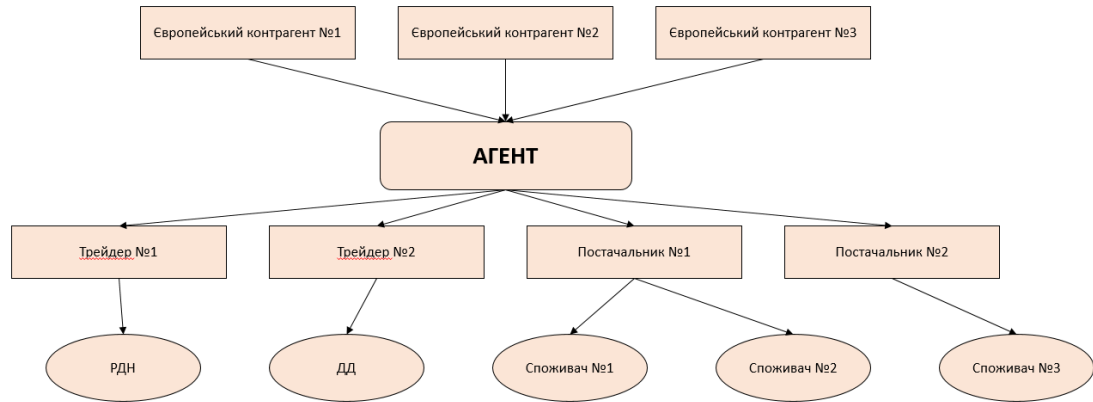


Рисунок 4.1 - Схема взаємодії агента з учасниками ринку електричної енергії

Ключовим активом стартапу є не лише сам трейдер як юридична й контрактна оболонка, а й спеціалізоване програмне забезпечення, яке забезпечує централізовану агрегацію заявок, їх трансформацію в потрібні формати для різних ринків і платформ, а також оперативну підтримку прийняття рішень. Без такого ПЗ роль агента була б обмежена окремими нішевими операціями; із ним з'являється можливість масштабувати сервіс на десятки контрагентів одночасно, дотримуючись жорстких часових рамок роботи ринку. Перелік функцій програмного забезпечення відображено на рисунку 4.2.

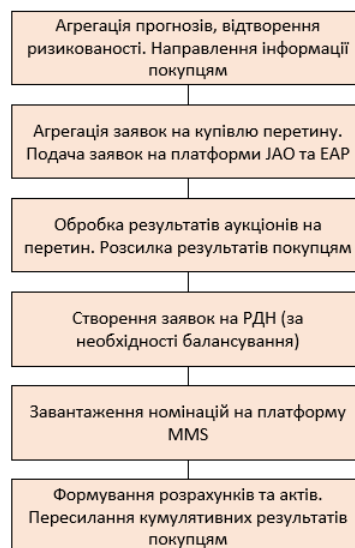


Рисунок 4.2 - Перелік функцій, що покладаються на ПЗ

4.2 Огляд плану стартапа

План реалізації стартапу передбачає поетапне створення як організаційної, так і технологічної складової агентного трейдера. На першому етапі ключовим завданням є оформлення юридичної структури підрозділу в межах існуючої компанії з доброю репутацією на ринку ЄС, а також укладання рамкових договорів із кількома базовими європейськими контрагентами, готовими продавати електроенергію на умовах, що дозволяють формувати конкурентоспроможний імпорتنний продукт для українських клієнтів. Паралельно здійснюється акредитація на аукціонних платформах ЕАР та ЈАО, а також виконання всіх вимог НЕК «Укренерго» щодо доступу до міждержавних перетинів і роботи на РДН. На рисунку 4.3 зображено схему етапів розвитку агентного трейдера. Таблиця 4.1 відображає тривалість відтворення етапів розвитку та витрат відповідно етапності.

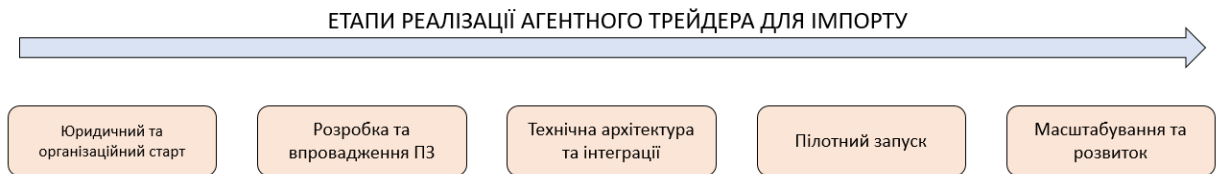


Рисунок 4.3 - Етапи реалізації агентного трейдера для імпорту

Таблиця 4.1 - Тривалість відтворення етапів та витрати на них

Етап	Зміст робіт	Тривалість	Витрати, тис. €
1. Юридичний та організаційний старт	Створення підрозділу, договори з контрагентами ЄС, акредитація ЕАР/ЈАО, вимоги НЕК «Укренерго»	0–3 місяці	40
2. Розробка ПЗ	Функціонал: агрегація заявок, заявки на РДН, ЕАР/ЈАО, файли MMS, формули цін	3–9 місяці	60
3. Інтеграції та технічна архітектура	API бірж/платформ, інтеграція з MMS, перевірка даних, візуалізація	3–9 місяці	20
4. Пілотний запуск	Робота з 2–3 клієнтами, налаштування формул, перевірка стабільності, небаланси, митниця	9–12 місяці	20

Другий етап пов'язаний зі створенням та впровадженням програмного забезпечення, яке й становитиме «серце» стартапу. Основний функціонал ПЗ включає централізовану агрегацію заявок від українських контрагентів на купівлю імпортного ресурсу або продаж потужності на перетинах; автоматичне перетворення цих заявок у стандартизовані заявки на РДН відповідних європейських ринків; формування заявок на купівлю прав доступу до міждержавних перетинів на платформах ЕАР і ЈАО; побудову файлів для завантаження на платформу MMS в Україні; а також модулі для розрахунку цін за погодженими формулами й розподілу результатів між клієнтами.

З технічного погляду програмний комплекс має працювати в режимі, наближеному до реального часу, оскільки часові вікна для подання заявок на

аукціони перетинів і на РДН є жорстко обмеженими. Архітектура ПЗ передбачатиме інтеграцію з API європейських бірж, аукціонних платформ і внутрішніх систем MMS, використання черг повідомлень для обробки великої кількості одночасних заявок, а також модулі перевірки коректності даних перед відправкою. Окрему роль відіграватимуть інструменти візуалізації для операційних трейдерів та модулі генерації звітів для клієнтів.

На третьому етапі планується запуск пілотного періоду роботи з обмеженим колом українських учасників - кількома постачальниками й великими споживачами, готовими тестувати сервіс агентного трейдера в реальних умовах ринку. У цей період уточнюються налаштування цінових формул, перевіряється стабільність технічних інтеграцій, відпрацьовуються процедури роботи з небалансами та митними органами. На основі пілотних результатів вносяться корективи в ПЗ і бізнес-процеси, після чого стартап переходить у фазу масштабування.

Завершальним етапом є масштабування клієнтської бази через цілеспрямовану маркетингову кампанію на українському ринку електроенергії. Акцент робиться на прозорості формул, фіксованій платі агента в розмірі 3 євро за МВт*год, спрощенні виходу в імпорт для компаній, які раніше не мали відповідної експертизи, а також на можливості формування спеціалізованих продуктів для промислових і критичних споживачів із підвищеним рівнем надійності. Додатковими напрямками розвитку можуть стати модулі для аналізу ризиків, інтеграція з системами клієнтів (ERP, білінг) і поступове розширення діяльності на експортні продукти.

4.3 Обґрунтування економічної доцільності стартапу

Економічна модель стартапу базується на простому й зрозумілому для клієнтів принципі: агент отримує фіксовану плату в розмірі 3 євро за кожен 1 МВт*год імпортованої або експортованої електроенергії, при цьому всі інші компоненти ціни (вартість ресурсу на РДН, аукціонна ставка за перетин, податки, митні платежі, небаланси тощо) проходять через агента транзитом. Така структура винагороди робить модель прозорою: клієнт чітко розуміє, скільки він платить за послуги, а агент зацікавлений не в завищенні базової ціни електроенергії, а в збільшенні обсягів операцій і кількості залучених контрагентів.

За попередніми оцінками, орієнтовний обсяг доходу від одного залученого покупця може становити близько 1500 євро на місяць. Ця цифра

ґрунтується на консервативному припущенні щодо середньомісячного обсягу участі клієнта в імпортних операціях і середнього заявленого обсягу на добу на рівні близько 50 МВт*год у ті дні, коли імпорт фактично здійснюється. Навіть при невеликій кількості активних діб на місяць сумарний обсяг імпортованої електроенергії для одного клієнта формує стабільний дохід для агента, достатній для покриття частини постійних витрат та операційних витрат на обслуговування такого клієнта. Результати розрахунків операційних витрат представлено у таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 - Розрахунок операційних витрат

Стаття витрат	Оцінка, тис. €/рік
Зарплати (трейдери, ризик, DevOps, саппорт, менеджмент)	117
ІТ-інфраструктура та дані	24
Маркетинг і продажі	30
Інші операційні витрати (бухгалтерія, аудит, юристи тощо)	20
Разом операційні витрати	191

За умови залучення, наприклад, 20-30 активних клієнтів сукупний щомісячний дохід стартапу може сягати десятків тисяч євро. Враховуючи, що значна частина операційних процедур автоматизується через програмне забезпечення, змінні витрати на обслуговування додаткового клієнта є відносно невисокими. Найбільшу частку у витратній структурі становитимуть початкові інвестиції в розробку та впровадження ПЗ, попередня юридична й організаційна підготовка, а також постійні витрати на підтримку ІТ-інфраструктури, команду трейдерів і фахівців із ризик-менеджменту. Таблиця 4.3 відображає результат розрахунку прибутку агента в залежності від кількості клієнтів.

Таблиця 4.3 - Розрахунок прибутку в залежності від кількості клієнтів

Кількість клієнтів	Дохід, тис. €/рік	Річні оп. витрати, тис. €/рік	Прибуток, тис. €/рік
10	180	190	-10
15	270	190	80
20	360	190	170
25	450	190	260

Економічна доцільність стартапу підсилюється тим, що для більшості потенційних клієнтів створення власної інфраструктури для виходу в імпорт буде суттєво дорожчим варіантом. Реєстрація на європейських ринках, акредитація на ЕАР і ЈАО, побудова внутрішніх ІТ-систем, набір і навчання

команди з досвідом міжнародної торгівлі вимагають значних початкових інвестицій, які є виправданими лише для великих гравців із дуже великими обсягами. Агентний трейдер пропонує «розділити» ці інвестиції між багатьма учасниками: кожен платить лише змінну плату 3 євро за МВт*год, а стартап окуповує свої капітальні витрати за рахунок масштабування бази клієнтів. В таблиці 4.4 наведено дані щодо окупності в залежності від кількості клієнтів.

Таблиця 4.4 - Розрахунок окупності в залежності від кількості клієнтів

Сценарій	Прибуток, тис. €/рік	Строк окупності, років
15 клієнтів	80	1,5
20 клієнтів	170	0,71
25 клієнтів	260	0,46

Додатковою перевагою моделі є її гнучкість. У випадку зростання попиту на імпорتنі послуги для стартапу є можливість масштабувати діяльність переважно за рахунок нарощення пропускної здатності програмного забезпечення та збільшення кількості операторів-трейдерів, тоді як базова інфраструктура, інтеграції з ринками та юридична структура вже будуть створені. Навіть за сценарію, коли середні обсяги імпорту по окремих клієнтах коливатимуться, наявність диверсифікованого портфеля клієнтів дає змогу згладжувати ці коливання й утримувати прийнятний рівень сукупного доходу.

Важливо, що агентний трейдер працює в сегменті з відносно низькою маржинальністю базового товару - електричної енергії, але при цьому пропонує послугу з високою доданою вартістю: доступ до міждержавних перетинів і міжнародних ринків. Це означає, що навіть помірний розмір агентської винагороди може бути економічно привабливим для клієнтів на фоні потенційних вигод від імпорту (уникнення відключень, зниження середньої ціни, підвищення надійності). Сукупність цих факторів свідчить про те, що стартап має реалістичну економічну модель, здатну забезпечити як покриття витрат, так і конкурентну дохідність на вкладений капітал за умови правильної реалізації стратегії розвитку.

4.4 Аналіз користі для українського ринку електричної енергії

Запровадження агентного трейдера з розвиненим програмним забезпеченням для комерційного імпорту має потенціал принести суттєву користь для всього українського ринку електричної енергії. Насамперед ідеться про підвищення прозорості, розширення конкуренції та зниження бар'єрів

входу для нових учасників, які раніше не могли вийти в імпорту через складність процедур і значні капітальні вимоги. Завдяки моделі «агентського» імпорту доступ до міждержавних перетинів перестає бути привілеєм обмеженого кола великих трейдерів і стає доступним для ширшої групи постачальників і кінцевих споживачів.

Прозорість забезпечується передусім за рахунок простої та зрозумілої структури ціни. У контрактах із агентом чітко виокремлюється плата за його послуги (3 євро за МВт*год), тоді як усі інші компоненти - ціна на РДН у Європі, аукціонна ставка за перетин, податки, митні платежі, вартість небалансів - можуть бути детально розписані у формулі або відображені в звітності. Це зменшує інформаційну асиметрію між великими міжнародними гравцями та меншими українськими компаніями, які раніше були змушені працювати через посередників із непрозорою маржею.

Розширення конкуренції проявляється як на рівні оптового ринку, так і на рівні кінцевого споживача. Більша кількість постачальників, що мають доступ до імпортного ресурсу, означає, що промислові й комерційні клієнти отримують ширший вибір продуктів: від класичних договорів постачання за фіксованою ціною до гібридних продуктів, прив'язаних до європейських індикативів. Це стимулює українських постачальників активніше оптимізувати свої портфелі, знижує ризик появи «локальних монополій» у сегменті імпортних продуктів і загалом сприяє більш конкурентному ціноутворенню.

Стартап також підвищує загальну доступність імпорту як інструменту управління ризиками електропостачання. Завдяки тому, що всі технічні й процедурні аспекти - участь в аукціонах, робота з РДН, взаємодія з митницею, обробка даних у MMS - централізовано здійснює агент, компанії, які раніше не могли дозволити собі вихід у міжнародну торгівлю, отримують реалістичну можливість використовувати імпорту для уникнення відключень або зниження середньої закупівельної ціни. Це особливо важливо для невеликих постачальників і групових балансуючих об'єднань, які обслуговують середній і малий бізнес.

З точки зору функціонування ринку в цілому поява такого агента може сприяти більш ефективному використанню пропускної спроможності міждержавних перетинів. Коли заявки від багатьох клієнтів централізовано агрегуються, зникають дрібні «розриви» в обсягах, які складно реалізувати окремим учасникам. Агент, маючи повну картину попиту своїх клієнтів, може формувати оптимальні заявки на ЕАР і ЈАО, максимально завантажуючи

доступну пропускну спроможність у години, коли це економічно доцільно для України.

У ширшій перспективі такий стартап сприяє підвищенню стійкості та гнучкості українського енергетичного портфеля. Чим більше учасників ринку матимуть практичний досвід роботи з імпортом і інтеграції з європейськими ринками, тим швидше й органічніше відбуватиметься реальна, а не лише формальна інтеграція до енергетичного простору ЄС. Накопичення компетенцій, поява нових сервісів, конкуренція між різними моделями доступу до імпорту - все це в підсумку працює на користь кінцевого споживача, який отримує більш надійне, гнучке й конкурентне електропостачання.

Отже, впровадження програмного забезпечення для комерційного імпорту в форматі агентного трейдера має мультиплікативний ефект: воно спрощує доступ до імпорту для широкого кола учасників, підвищує прозорість і конкуренцію, покращує завантаження міждержавних перетинів і наближає український ринок до європейських стандартів. У сукупності це робить такий стартап не лише економічно доцільним для його засновників, а й суспільно корисним для розвитку енергетичного ринку України.

Висновки до розділу 4

1) Четвертий розділ присвячено розробленню концепції агента на ринку електричної енергії, зосередженого на роботі з імпортними операціями. У ході дослідження описано бізнес-ідею стартапу, що передбачає створення спеціалізованого сервісу для автоматизованої участі в аукціонах, формування заявок на РДН і внутрішньодобовому ринку, а також управління портфелем перетинів для різних категорій клієнтів. Запропонований план реалізації проекту включає етапи юридичного оформлення, розроблення програмного забезпечення, інтеграції з платформами ОСП і європейськими аукціонними системами, а також поетапного виходу на ринок.

2) Економічне обґрунтування показало, що за умов подальшого розширення перетинів з ЄС і зростання частки імпортних операцій стартап має потенціал окупності завдяки комісійній моделі та ефекту масштабу. Доведено, що діяльність такого агента здатна знизити вхідний бар'єр для менших постачальників і трейдерів, підвищити прозорість прийняття рішень щодо імпорту та сприяти ефективнішому використанню доступної пропускну спроможності. Отже, запропонований стартап може стати інструментом поглиблення інтеграції українського ринку електроенергії до європейського,

посилення конкуренції та підвищення стійкості енергетичного портфеля України.

ВИСНОВКИ

У дисертації здійснено узагальнення теоретичних і практичних аспектів використання імпортно-експортних операцій на ринку електричної енергії України як інструменту формування енергетичного портфеля. Показано, що в умовах воєнних руйнувань, дефіциту маневрових потужностей та інтеграції до європейського енергетичного простору імпорту електроенергії перестав бути лише аварійним механізмом і набуває стратегічного значення для забезпечення надійності електропостачання та цінової стабільності.

Проаналізовано еволюцію імпортно-експортних перетоків, нормативно-правове підґрунтя їх здійснення, а також сучасні механізми доступу до міждержавних перетинів через платформи ЕАР та ЈАО. Систематизовано структуру витрат, пов'язаних з імпортом (митні платежі, акциз, плата за право перетину, небаланси, брокерські та сервісні комісії), що дозволило оцінити їхній вплив на кінцеву вартість електроенергії та конкурентоспроможність імпортних поставок.

На основі моделювання енергетичного портфеля постачальника з різними сценаріями частки імпорту показано, що за певних ринкових умов зовнішні закупівлі можуть забезпечувати зниження середньозваженої закупівельної ціни, диверсифікацію джерел постачання та зменшення ризиків, пов'язаних із волатильністю внутрішнього ринку. Імпорт доцільно розглядати як гнучкий елемент портфеля, який поєднується з внутрішньою генерацією та інструментами управління попитом.

Запропоновано концепцію агентного стартапу на ринку імпортової електроенергії, що поєднує функції участі в аукціонах, номінації перетинів, аналітики ринку та управління ризиками для українських компаній. Показано, що розвиток таких агентних моделей може знизити бар'єри входу на європейський ринок електроенергії для малих і середніх учасників, посилити конкуренцію та сприяти більш ефективному використанню міждержавних перетинів.

Загалом зроблено висновок, що імпортно-експортні операції мають бути інтегровані в довгострокову стратегію формування енергетичного портфеля України як інструмент підвищення надійності, гнучкості та енергоефективності. Практичні рекомендації роботи можуть бути використані постачальниками та трейдерами під час планування структури закупівель, а також враховані регуляторними органами при вдосконаленні правил доступу до міждержавних перетинів і розвитку ринкової інфраструктури.

ПЕРЕЛІК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Про ринок електричної енергії : Закон України від 13.04.2017 № 2019-VIII. // Верховна Рада України. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/2019-19>
2. Про затвердження Правил ринку «на добу наперед» та внутрішньодобового ринку : Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 308. // Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v0308874-18>
3. Про затвердження Правил роздрібного ринку електричної енергії : Постанова НКРЕКП від 14.03.2018 № 312. // Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/go/v0312874-18>
4. Моніторинг ринку електричної енергії. // Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. URL: <https://www.nerc.gov.ua/monitoring-rinku-elektrichnoyi-energiyi>
5. Звітність НЕК «Укренерго». // НЕК «Укренерго». URL: https://ua.energy/pro_kompaniyu/zvitnist/
6. Звіт про виконання Програми заходів НЕК «Укренерго» (2 квартал 2024 року). // НЕК «Укренерго». URL: https://ua.energy/wp-content/uploads/2024/07/ZVIT_Programa_zahodiv_Ukrenergo_2_kv_2024.pdf
7. Річний звіт про виконання Програми відповідності НЕК «Укренерго» за 2023 рік. // НКРЕКП. URL: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Sfery_ElektroEnergiia/Vidokremle_nnya_ta_nezalezhnist/Vysnovky_shchodo_richnyh_zvitiv-Ukrenergo-2023/Ukrenergo-vysnovok_zvitu-2023.pdf
8. Нормативні акти та форми звітності. // Міністерство енергетики України. URL: <https://www.mev.gov.ua/rubrika/normatyvni-akty-ta-formy-zvitnosti>
9. Ситуація в енергосистемі на 21 листопада. // Міністерство енергетики України. URL: <https://mev.gov.ua/novyna/sytuatsiya-v-enerhosystemi-na-21-lystopada>
10. Офіційний курс гривні до іноземних валют. // Національний банк України. URL: <https://bank.gov.ua/ua/markets/exchangerates>
11. Transparency Platform (Transmission, Cross-Border Flows). // ENTSO-E – European Network of Transmission System Operators for Electricity. URL: <https://transparency.entsoe.eu/>
12. Net Cross-Border Flows. // Eurelectric – Electricity data hub. URL: <https://electricity-data.eurelectric.org/cross-border-flowsnet-cross-border-flows.html>

13. About us (Joint Allocation Office). // JAO S.A. – Joint Allocation Office. URL: <https://www.jao.eu/>
14. Single Allocation Platform – Forward capacity allocation. // ACER – European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators. URL: <https://www.acer.europa.eu/electricity/market-rules/forward-capacity-allocation/single-allocation-platform>
15. Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity (recast). // EUR-Lex. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2019/943/oj>
16. Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU. // EUR-Lex. URL: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj>
17. DIRECTIVE (EU) 2019/944 URL: <https://energysecurityua.org/eu-acquis-translated/directive-eu-2019-944-on-common-rules-for-the-internal-market-for-electricity-electricity-market-directive-from-eu-clean-energy-package/>
18. Market Monitoring Report 2023: Final ACER/CEER Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2022. // ACER/CEER. URL: <https://www.ceer.eu/publications/market-monitoring-report/>
19. У 2023 році на спотовому ринку було продано понад 20 млрд кВт·год електричної енергії. // ДП «Оператор ринку». URL: <https://www.oree.com.ua/index.php/newsctr/n/22129>
20. Звіт про управління 2024 рік. // ТОВ «Українська енергетична біржа». URL: <https://www.ueex.com.ua/files/ueex-management-report-2024.pdf>
21. Якість електричної енергії. // Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. URL: <https://www.nerc.gov.ua/sferi-diyalnosti/elektroenergiya/yakist-elektropostachannya/yakist-elektrichnoyi-energiyi>
22. Internal market for electricity – summary of EU rules. // EUR-Lex – Summaries of EU legislation. URL: <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/internal-market-for-electricity.html>
23. Net Cross-Border Flows – methodology and data download. // Eurelectric – Electricity data. URL: <https://electricity-data.eurelectric.org/cross-border-flowsnet-cross-border-flows.html>

24. Ціни РДН на ринку електричної енергії Румунії. // OPCOM – Romanian Electricity and Gas Market Operator. URL: <https://www.opcom.ro/tranzactii-rezultate/en/22>
25. Ціни РДН на ринку електричної енергії Угорщини. // HUPX – Hungarian Power Exchange. URL: <https://hupx.hu/en/market-data/dam/aggregated-data>
26. Ціни РДН на ринку електричної енергії Словаччини. // ОКТЕ – Short-term market, Day-ahead detailed overview. URL: <https://www.okte.sk/en/short-term-market/published-information-of-dam/day-ahead-detailed-overview/>
27. (ЕАР) розподіл пропускної спроможності. // НЕК «Укренерго» – Новий аукціонний майданчик. URL: https://ua.energy/for_market_participants/interstate-network-access-auctions/new-auction-platform/